

**ANALISIS KEGAGALAN TRANSFORMATOR DI PT ASAHIMAS CHEMICAL  
BANTEN BERDASARKAN HASIL UJI DGA DENGAN METODE ROGER'S RATIO**

**SKRIPSI  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:  
**DIMAS ADITIA ARIFianto**  
NIM. 0810633042 – 63

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2013**

## LEMBAR PERSETUJUAN

ANALISIS KEGAGALAN TRANSFORMATOR DI PT ASAHIMAS CHEMICAL  
BANTEN BERDASARKAN HASIL UJI DGA DENGAN METODE ROGER'S RATIO

### SKRIPSI

#### KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

**DIMAS ADITIA ARIFianto**

**NIM. 0810633042 - 63**

Telah diperiksa dan disetujui oleh :

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**

**Soemarwanto, Ir., MT.**

**NIP. 19500715 198003 1 002**

**Hery Purnomo, Ir., MT.**

**NIP. 19550708 198212 1 001**

**LEMBAR PENGESAHAN**

**ANALISIS KEGAGALAN TRANSFORMATOR DI PT ASAHIMAS CHEMICAL  
BANTEN BERDASARKAN HASIL UJI DGA DENGAN METODE ROGER'S RATIO**

**SKRIPSI**

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh:

**DIMAS ADITIA ARIFianto**

**NIM. 0810633042 - 63**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
tanggal 11 April 2013

**Majelis Penguji :**

**Ir. Hari Santoso, M.S.**  
**NIP. 19531205 198503 1 001**

**Drs. Ir. Moch. Dhofir, M.T.**  
**NIP. 1960701 199002 1 001**

**Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D.**  
**NIP. 19730520 200801 1 013**

Mengetahui :  
Ketua Jurusan Teknik Elektro

**Dr. Ir. Sholeh Hadi Pramono, M.S.**  
**NIP. 19580728 198701 1 001**

## ABSTRAK

**Dimas Aditia Arifianto**, Jurusan Teknik Elektro, fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Oktober 2012, *Analisis Kegagalan Transformator Di PT Asahimas Chemical Banten Berdasarkan Hasil Uji DGA Dengan Metode Roger's Ratio*, Dosen Pembimbing: Ir. Soemarwanto,MT dan Ir. Hery Purnomo,MT.

Transformator digunakan secara luas, baik bidang tenaga listrik maupun elektronika. Didalam transformator secara umum berisi minyak yang berfungsi sebagai isolator. Biasanya minyak ini juga berfungsi sebagai pendingin agar trafo tidak panas. Namun didalam kandungan minyak tersebut terdapat kandungan gas-gas yang dapat menyebabkan kegagalan transformator. Kegagalan gas tersebut biasa dikenal sebagai *fault gas* dimana permasalahan transformator tersebut merupakan kegagalan termal dan kegagalan elektrik. Dengan mengidentifikasi jenis dan jumlah kandungan gas yang terlarut pada minyak transformator dapat memberi informasi akan adanya indikasi kegagalan yang terjadi pada transformator.

Penelitian ini akan membahas bagaimana uji DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dapat mengidentifikasi indikasi kegagalan yang terjadi pada transformator di PT Asahimas Chemical dengan menggunakan metode rasio roger. Metode rasio roger adalah metode interpretasi uji DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dengan menggunakan magnitude rasio lima jenis *fault gas*.

Berdasarkan hasil pengujian yang diperoleh, kegagalan yang terjadi pada transformator di PT Asahimas Chemical disebabkan oleh kegagalan isolasi dimana fungsi minyak transformator sebagai bahan isolasi tidak menjalankan fungsinya dengan baik. Hal ini dibuktikan dengan nilai kandungan gas pada minyak dimana nilai kandungan gas  $H_2$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ , CO melebihi standar yang ditetapkan. Semakin tinggi temperatur yang dihasilkan oleh minyak transformator, maka fungsi dari minyak sebagai bahan isolator akan menurun

**Kata kunci:** *Dissolved Gas Analysis*, Kegagalan, Rasio Roger, Minyak Transformator.

## PENGANTAR

Alhamdulillah, puji dan syukur dipanjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga dapat diselesaikan skripsi yang berjudul “Analisis Kegagalan Transformator Di PT Asahimas Chemical Banten Berdasarkan Hasil Uji DGA Dengan Metode Roger’s Ratio” dengan baik. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik dari jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

Disadari bahwa tanpa bantuan, bimbingan serta dorongan dari semua pihak, penyelesaian skripsi ini tidak mungkin bisa terwujud. Pada kesempatan ini disampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

- Bapak Dr. Ir. Sholeh Hadi Pramono,MS. sebagai Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya,
- Bapak Ir. Wijono, MT., Ph.D sebagai Ketua Kelompok Dosen Keahlian Teknik Energi Elektrik Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya,
- Bapak Ir. Soemarwanto, MT. sebagai Dosen Pembimbing I atas segala bimbingan, pengarahan, ide, saran serta motivasi yang telah diberikan,
- Bapak Ir. Hery Purnomo,MT. sebagai Dosen Pembimbing II atas segala bimbingan, pengarahan, ide, saran serta motivasi yang telah diberikan,
- Staff Recording Jurusan Teknik Elektro,
- Papa dan Mama yang selalu memberikan nasehat, kasih sayang, dukungan dan semangat, serta telah banyak mendoakan kelancaran penulis hingga terselesaikannya skripsi ini,
- Dian dan adikku Azizia yang banyak mendoakan kelancaran penulis hingga terselesaikannya skripsi ini,
- Teman - teman CONCORDE angkatan 2008,
- Rekan seperjuangan dalam skripsi, Bagus, Mbak Candra, Surya, Firsada, Yudha terima kasih atas segala bantuan yang telah diberikan,
- Rekan dekat Faiz, Okta, Arif, Dodid, Safril, Mifta, Umar, Pribadi, Vincent, dan teman-teman, junior, senior serta semua pihak yang tidak mungkin untuk dicantumkan namanya satu-persatu, terima kasih atas segala bantuan dan dukungan yang telah diberikan.

Dalam penyusunan skripsi ini, disadari bahwa skripsi ini belumlah sempurna, karena keterbatasan ilmu dan kendala-kendala lain yang terjadi selama pengerjaan skripsi ini. Semoga tulisan ini dapat bermanfaat dan dapat digunakan untuk pengembangan lebih lanjut.

Malang, Oktober 2012

Penulis



## DAFTAR ISI

<b>ABSTRAK .....</b>	<b>i</b>
<b>PENGANTAR .....</b>	<b>ii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>vii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Ruang Lingkup .....	2
1.4 Tujuan .....	3
1.5 Sistematika Pembahasan.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>4</b>
2.1 Transformator Daya.....	4
2.2 Bagian-bagian Transformator.....	5
2.2.1 Bagian Utama .....	5
2.2.2 Peralatan Bantu.....	8
2.3 Minyak Transformator.....	11
2.3.1 Gas Terlarut Pada Minyak Transformator .....	14
2.3.2 Karakteristik Minyak Terhadap Temperatur.....	16
2.3.3 Proses Dasar Ionisasi.....	18
2.4 Metode Pengujian DGA .....	19
2.4.1 Definisi DGA.....	19
2.4.2 Metode Ekstrasi Gas .....	19
2.5 Jenis Kegagalan Transformator Yang Dapat Dideteksi Dengan Uji DGA ..	21
2.6 Metode Interpretasi Data Uji DGA.....	21
2.6.1 Standar IEEE .....	22
2.6.2 Key Gas .....	22
2.6.3 Roger's Ratio .....	23
2.6.4 Duval's Triangle .....	24
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>26</b>
3.1 Pengambilan Data.....	26
3.2 Perhitungan Dan Analisis Data.....	30
3.3 Pengambilan Kesimpulan dan Saran .....	33

<b>BAB IV PENGUJIAN DAN ANALISIS .....</b>	<b>35</b>
4.1 Objek Dan Area Studi.....	35
4.2 Pengambilan Sampel Minyak .....	37
4.3 Pengujian Minyak Transformator Yang Masih Baru .....	37
4.4 Pengujian Minyak Transformator Pada Transformator Yang Aktif.....	42
4.5 Pengujian Minyak Transformator Pada Transformator Yang Rusak .....	45
<b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>55</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>56</b>



## DAFTAR GAMBAR

No.	Judul	Halaman
Gambar 2.1	Rangkaian Transformator	4
Gambar 2.2	Inti Besi Transformator	5
Gambar 2.3	Kumparan Transformator	6
Gambar 2.4	Minyak Transformator	7
Gambar 2.5	Bushing Transformator	8
Gambar 2.6	Tangki-Konservator Transformator	8
Gambar 2.7	Radiator Sebagai Pendingin	9
Gambar 2.8	Kipas Pendingin Transformator	10
Gambar 2.9	Tap Changer	10
Gambar 2.10	Alat Pernafasan Transformator	11
Gambar 2.11	Struktur Kimia Minyak Isolator dan Gas Terlarut Pada Minyak Isolator	15
Gambar 2.12	Proses Dasar Ionisasi	18
Gambar 2.13	Diagram Kerja Gas Chromotograph	20
Gambar 2.14	Ilustrasi Konsep Photo-Acoustic Spectroscopy	21
Gambar 2.15	Segitiga Duval	25
Gambar 3.1	Syringe	27
Gambar 3.2	Oil Flushing Unit	28
Gambar 3.3	Diagram Alir Pengujian Minyak Transformator	34

## DAFTAR TABEL

No.	Judul	Halaman
Tabel 2.1	Batas Konsentrasi Gas Terlarut dalam Satuan ppm (Part Per Million)	22
Tabel 2.2	Jenis Kegagalan Menurut Analisis Key Gas	23
Tabel 2.3	Analisis Dengan Menggunakan Metode Roger's Ratio	24
Tabel 2.4	Kode gangguan yang dapat dideteksi dengan menggunakan metode segitiga duval	25
Tabel 3.1	Standar Tes DGA	30
Tabel 3.2	Tabel Hasil Pengujian Untuk Mengetahui Digit Kode	31
Tabel 3.3	Standar Roger's Ratio	31
Tabel 3.4	Batas Digit Kode Roger	32
Tabel 3.5	Keterangan Warna Minyak Transformator	32
Tabel 4.1	Karakteristik Minyak Shell DIALA B	36
Tabel 4.2	Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Yang Masih Baru	39
Tabel 4.3	Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger	40
Tabel 4.4	Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Yang Masih Baru	41
Tabel 4.5	Hasil Pengujian 2 Kode Digit Rasio Roger	41
Tabel 4.6	Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Aktif	42
Tabel 4.7	Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger	43
Tabel 4.8	Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Aktif	44
Tabel 4.9	Hasil Pengujian 2 Kode Digit Rasio Roger	44
Tabel 4.10	Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Rusak	46
Tabel 4.11	Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger	46
Tabel 4.12	Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Rusak	47



## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sistem tenaga listrik PT Asahimas Chemical dimulai dari pembangkitan tenaga listrik dari PLN. Sumber tenaga listrik disuplai langsung dari PLTU Suralaya sebesar 150 kV. Tegangan listrik sebesar 150 kV dari PLN akan diterima oleh gardu induk PT Asahimas Chemical. Gardu induk merupakan kumpulan peralatan listrik tegangan tinggi yang mempunyai fungsi dan kegunaan dari masing-masing peralatan yang satu sama lain saling terkait sehingga penyaluran energi listrik dapat terlaksana dengan baik. Transformator daya merupakan salah satu peralatan utama yang terdapat di gardu induk. Transformator daya yang terdapat pada PT Asahimas Chemical merupakan transformator utama yang berperan sebagai penyalur energi listrik.

Transformator daya TR-00-01 pada PT Asahimas Chemical terbakar pada tanggal 28 Maret 2010 pukul 7.30 akibat dari pembangkit listrik pada plant 1 berhenti bekerja dan GCB (*gas circuit breaker*) mengalami trip. Serta terdapat bagian rele yang mengalami kerusakan yaitu rele diferensial mengalami kerusakan pada fasa R dan fasa T, dan rele arus berlebih mengalami kerusakan pada fasa R. Berdasarkan data *record* PT Asahimas Chemical, menunjukkan bahwa kuantitas kandungan gas minyak transformator mengalami kenaikan, sehingga sifat isolasi pada minyak tersebut tidak berfungsi dengan baik yang menyebabkan transformator mengalami kegagalan.

Terdapat beberapa bagian transformator yang rusak secara fisik, bagian tersebut adalah : paking (kebocoran oli/minyak transformator), bushing tegangan tinggi, bushing tegangan rendah, bushing netral, OLTC (*on-load tap changer*) kotak panel, insulator CVT (*capasitor voltage transformer*) fasa T, DS (*disconnecting switch*) blade dari fasa R. Badan transformator terbakar sebagian tetapi tidak ada perubahan bentuk, bagian dalam dan tepi transformator masih terlihat baik.

Tindakan korektif dan *preventif* harus dilakukan secara cepat dan tepat guna mengurangi kerugian yang dapat dialami oleh suatu perusahaan. Dengan mematikan daya yang tersambung pada transformator, suplai daya dari PLN difungsikan pada plan 2 dan plan 3 untuk sementara. Pada plan 1, mengganti kerusakan alat, seperti CVT, kabel, konduktor 150kV serta DS (*disconnecting switch*).

Pemeriksaan secara permanen dapat dilakukan saat ASDM (*automotive steel design manual*) berikutnya, dengan mengganti transformator pada plan 1. Selanjutnya mengatur

pemeliharaan barang dan jadwal yang rutin untuk jenis pengisian oli kertas bushing untuk transformator, dengan melakukan pemeriksaan infra merah sebelum pematian pemeliharaan. Hal ini dilakukan untuk mengindikasi tingkat oli dan suhu tinggi terminal. Melakukan analisis oli termasuk DGA (*dissolved gas analysis*) yaitu analisis gas terlarut yang terdapat pada transformator setelah 10 tahun dan kemudian setiap 5 tahun. Pengecekan rutin pada indikator tingkat oli setiap minggu dan perawatan setiap pemeliharaan berkala. Dimana untuk menganalisis minyak transformator tersebut menggunakan metode *Roger's Ratio* yaitu metode magnitude ratio empat jenis *fault gas* digunakan untuk menciptakan empat digit kode.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan masalah yang telah diuraikan pada latar belakang, rumusan masalah pada penelitian ini ditekankan pada :

- Bagaimana analisis kegagalan isolasi minyak transformator di PT. Asahimas Chemical dengan metode *Roger's Ratio*.
- Bagaimana transformator di PT. Asahimas Chemical mengalami kegagalan.

## 1.3 Ruang Lingkup

Ruang lingkup pembahasan pada penelitian ini dibatasi oleh hal-hal sebagai berikut:

- 1) Objek yang dianalisis adalah transformator daya pada PT Asahimas Chemical.
- 2) Analisis jenis kegagalan transformator berdasarkan hasil uji DGA (*dissolved gas analysis*) dengan metode *Roger's Ratio*.
- 3) Analisis kandungan gas yang terdapat pada minyak transformator pada transformator yang diujikan.

## 1.4 Tujuan

Tujuan dari pembahasan dalam penelitian ini adalah untuk menganalisis kegagalan yang terjadi pada transformator daya di PT Asahimas Chemical agar kegagalan tersebut tidak terulang dan dapat diantisipasi.

## 1.5 Sistematika Pembahasan

Sistematika pembahasan dalam penelitian ini terdiri dari lima bagian dengan sistematika sebagai berikut:

- BAB I** : Membahas latar belakang, rumusan masalah, ruang lingkup, tujuan dan sistematika pembahasan.
- BAB II** : Membahas teori-teori yang mendukung dalam menganalisis transformator daya.
- BAB III** : Membahas metode penelitian.
- BAB IV** : Melakukan perhitungan dan analisis tentang data-data keadaan transformator daya pada PT Asahimas Chemical.
- Bab V** : Membahas kesimpulan analisis transformator daya dan saran-saran yang diperlukan agar tidak terjadi kegagalan yang sama.



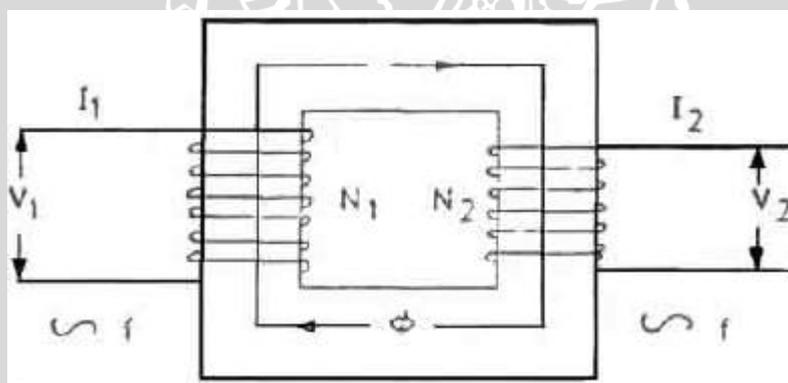
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Transformator Daya

Transformator daya adalah suatu peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk menyalurkan daya listrik dari tegangan tinggi ke tegangan rendah ataupun sebaliknya. Transformator disebut peralatan statis karena tidak ada bagian yang bergerak/berputar, tidak seperti motor ataupun generator. Perubahan tegangan dilakukan dengan memanfaatkan prinsip induktansi elektromagnetik pada lilitan.

Secara sederhana transformator dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu kumparan primer, kumparan sekunder dan inti besi. Kumparan primer merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian sumber energi (catu daya). Kumparan sekunder merupakan bagian transformator yang terhubung dengan rangkaian beban. Inti besi merupakan bagian transformator yang bertujuan untuk mengarahkan keseluruhan fluks magnet yang dihasilkan oleh kumparan primer agar masuk ke kumparan sekunder. Gambar rangkaian transformator dapat dilihat pada gambar 2.1



Gambar 2.1 Rangkaian Transformator  
Sumber : Rahmad Hardityo, 2008 ; 4

Dengan adanya perubahan arus yang mengalir pada kumparan akan terbentuk fluksi yang berubah dengan mengikuti perubahan arus tersebut dan kemudian terbentuk GGL lawan yang sesuai dengan hukum Faraday.

$$e = - N \frac{d\Phi}{dt} \quad (\text{volt}) \dots\dots\dots(2.1)$$

Dengan :

$e$  : Tegangan induksi (volt)



$N$  : Jumlah lilitan

$d\Phi$  : perubahan fluks magnet

## 2.2 Bagian-Bagian Transformator

Transformator terdiri dari

### 2.2.1 Bagian Utama

#### 1) Inti Besi

Inti besi pada transformator berfungsi untuk mempermudah jalan fluksi, yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melalui kumparan. Kumparan tersebut dibuat dari lempengan-lempengan besi tipis yang berisolasi, untuk mengurangi panas (sebagai rugi-rugi besi) yang ditimbulkan oleh arus eddy dimana dapat dilihat pada gambar 2.2



Gambar 2.2 Inti Besi Transformator  
Sumber : m-edukasi.net

#### 2) Kumparan Transformator

Adalah beberapa lilitan kawat berisolasi yang membentuk suatu kumparan. Kumparan tersebut terdiri dari kumparan primer dan kumparan sekunder yang diisolasi baik terhadap inti besi maupun terhadap antar kumparan dengan isolasi padat seperti karton, pertinak dan lain-lain. Kumparan tersebut sebagai alat transformasi tegangan dan arus yang dapat dilihat pada gambar 2.3



Gambar 2.3 Kumbaran Transformator  
 Sumber : indonetwork.co.id

Besarnya arus yang mengalir melalui kumbaran pada transformator dapat dihitung. (Budiono Mismail , 1995 : 218)

$$I_{Ls} = \frac{P_{out\ trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_{Ls} \cdot \cos \varphi} \dots\dots\dots(2.2)$$

- Dengan :  $I_{Ls}$  : Arus line sekunder (A)
- $P_{out}$  : Daya keluaran transformator (W)
- $V_{Ls}$  : Tegangan sekunder (V)
- $\cos \varphi$ : Faktor daya

$$P_{in} = P_{out} + \text{Rugi-rugi} \dots\dots\dots(2.3)$$

- Dengan :  $P_{in}$  : Daya masuk (W)
- $P_{out}$  : Daya keluar (W)

Pada transformator terdapat luas penampang yang dapat mempengaruhi nilai dari kerapatan arus. Dimana kerapatan arus dapat dihitung dengan menggunakan persamaan . (A.K. Sawhne, 1990)

$$\delta = \frac{I}{A} \dots\dots\dots(2.4)$$

- Dengan :  $\delta$  : Rapat arus (A/mm<sup>2</sup>)
- $I$  : Besarnya arus (A)
- $A$  : Luas penampang (mm<sup>2</sup>)



### 3) Minyak Transformator

Minyak transformator adalah cairan yang dihasilkan dari proses pemurnian minyak mentah. Selain itu minyak ini juga berasal dari bahan organik, misalnya minyak piranol dan silicon, beberapa jenis minyak transformator yang sering dijumpai dilapangan adalah minyak transformator jenis Diala A, Diala B dan Mectran.

Sebagian besar kumparan-kumparan dan inti trafo tenaga direndam dalam minyak trafo, terutama trafo-trafo tenaga yang berkapasitas besar, karena minyak trafo mempunyai sifat sebagai isolasi dan media pemindah, sehingga minyak trafo tersebut berfungsi sebagai media pendingin dan isolasi yang dapat dilihat pada gambar 2.4



Gambar 2.4 Minyak Transformator  
Sumber : indonetwork.co.id

### 4) Bushing :

Hubungan antara kumparan trafo ke jaringan luar melalui sebuah bushing yaitu sebuah konduktor yang diselubungi oleh isolator, yang sekaligus berfungsi sebagai penyekat antara konduktor tersebut dengan tangki trafo. Dapat dilihat pada gambar 2.5



Gambar 2.5 Bushing Transformator  
Sumber : Muhammad Faishal A. R., 2008 ; 2

### 5) Tangki-Konservator

Pada umumnya bagian-bagian dari trafo yang terendam minyak trafo berada (ditempatkan) dalam tangki. Untuk menampung pemuaian minyak trafo, tangki dilengkapi dengan konservator. Dapat dilihat pada gambar 2.6



Gambar 2.6 Tangki-Konservator Transformator  
Sumber : Muhammad Faishal A. R., 2008 ; 2

#### 2.2.2 Peralatan Bantu

##### 1) Pendingin

Pada inti besi dan kumparan-kumparan akan timbul panas akibat rugi-rugi besi dan rugi-rugi tembaga. Bila panas tersebut mengakibatkan kenaikan suhu yang berlebihan, akan merusak isolasi (di dalam transformator). Maka untuk mengurangi kenaikan suhu transformator yang berlebihan maka perlu dilengkapi dengan alat/ sistem pendingin untuk menyalurkan panas keluar transformator

Pada cara alamiah (natural), pengaliran media sebagai akibat adanya perbedaan suhu media dan untuk mempercepat perpindahan panas dari media tersebut ke udara luar diperlukan bidang perpindahan panas yang lebih luas antara media (minyak-udara/gas), dengan cara melengkapi transformator dengan sirip-sirip (Radiator). Dapat dilihat pada gambar 2.7



Gambar 2.7 Radiator Sebagai Pendingin  
Sumber : Muhammad Faishal A. R., 2008 ; 2

Bila diinginkan penyaluran panas yang lebih cepat lagi, cara natural/alamiah tersebut dapat dilengkapi dengan peralatan untuk mempercepat sirkulasi media pendingin dengan pompa-pompa sirkulasi minyak, udara dan air. Cara ini disebut pendingin paksa (*Forced*). Dapat dilihat pada gambar 2.8



Gambar 2.8 Kipas Pendingin Transformator  
Sumber : Muhammad Faishal A. R., 2008 ; 3

## 2) *Tap Changer* (Perubahan Tap)

*Tap changer* adalah alat perubah perbandingan transformasi untuk mendapatkan tegangan operasi sekunder yang lebih baik (diinginkan) dari tegangan jaringan / primer yang berubah-ubah. *Tap changer* yang hanya bisa beroperasi untuk memindahkan tap transformator dalam keadaan transformator tidak berbeban disebut "*Off Load Tap Changer*" dan hanya dapat dioperasikan manual.

### 3) Alat Pernapasan

Karena pengaruh naik turunnya beban transformator maupun suhu udara luar, maka suhu minyak pun akan berubah-ubah mengikuti keadaan tersebut.

Bila suhu minyak tinggi, minyak akan memuai dan mendesak udara di atas permukaan minyak keluar dari tangki, sebaliknya apabila suhu minyak turun, minyak menyusut maka udara luar akan masuk ke dalam tangki. Kedua proses di atas disebut pernapasan transformator.

Akibat pernapasan transformator tersebut maka permukaan minyak akan selalu bersinggungan dengan udara luar. Udara luar yang lembab akan menurunkan nilai tegangan tembus minyak transformator, maka untuk mencegah hal tersebut, pada ujung pipa penghubung udara luar dilengkapi dengan alat pernapasan, berupa tabung kaca berisi kristal zat hygroskopis sehingga dapat dilihat warnanya yang biasa disebut juga sebagai silicagel, dimana silicagel ini sebagai pengontrol kelembaban dan dapat berubah warna tergantung dari kadar kelembaban transformator. Dapat dilihat pada gambar 2.10



Gambar 2.10 Alat Pernafasan Transformator

Sumber : Muhammad Faishal A. R., 2008 ; 3

### 4) Indikator

Untuk mengawasi selama transformator beroperasi, maka perlu adanya indikator pada transformator sebagai berikut:

- Indikator suhu minyak
- Indikator permukaan minyak.
- Indikator kedudukan tap.

### 2.3 Minyak Transformator

Isolator merupakan suatu sifat bahan yang mampu untuk memisahkan dua buah penghantar atau lebih yang berdekatan untuk mencegah adanya kebocoran arus/hubungan singkat, maupun sebagai pelindung mekanis dari kerusakan yang diakibatkan oleh korosi atau *stressing*. Minyak isolator yang dipergunakan dalam transformator daya mempunyai beberapa tugas utama, yaitu :

1. Media isolator
2. Media pendingin
3. Media/alat untuk memadamkan busur api
4. Perlindungan terhadap korosi atau oksidasi

Minyak isolator harus memiliki beberapa karakteristik tertentu agar dapat menjalankan fungsinya dengan baik. Karakteristik ini harus terus dipantau dan diperhatikan secara terus-menerus. Karakteristik tersebut antara lain :

1. Kejernihan penampilan

Warna minyak yang baik adalah warna yang jernih dan bersih, selama dioperasikan minyak isolator akan melarutkan endapan. Semakin banyak endapan yang terlarut, maka warna minyak akan semakin gelap

2. Viskositas kinematic

Merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinu dan merata tanpa adanya gesekan dan gaya-gaya lain. Semakin rendah viskositas, semakin bagus pula konduktivitas termalnya sehingga semakin bagus kualitas dari minyak trafo tersebut.

Viskositas dinamis dalam isolasi cair dinyatakan dalam persamaan : (Wahyu Kuntoro Wibowo , 2008 : 2)

$$\mu = \frac{2 r^2 g}{9 v} \rho - \rho^1 \dots\dots\dots(2.5)$$

Dengan :  $\mu$  : Viskositas (poise)

$r$  : Jari-jari bola (cm)

$g$  : kuat medan gravitasi (N/kg)

$v$  : kecepatan bola ukur (cm/s)

$\rho$  : massa jenis bola ukur (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho^1$  : massa jenis isolasi cair (g/cm<sup>3</sup>)



Sedangkan untuk nilai viskositas pada minyak transformator (viskositas kinematik) dinyatakan dengan persamaan : (Wahyu Kuntoro Wibowo , 2008 : 3)

$$V = \frac{\mu}{\rho^l} \dots \dots \dots (2.6)$$

Dengan :  $V$  : viskositas kinematik (St)

$\mu$  : viskositas dinamis (poise)

$\rho^l$  : massa jenis isolasi cair (g/cm<sup>3</sup>)

3. Massa jenis

Merupakan perbandingan massa suatu volume cairan pada temperature 15.56° C dengan massa air pada volume dan temperature yang sama. Massa jenis trafo harus lebih rendah daripada air.

4. Titik nyala

Menunjukkan bahwa minyak transformator dapat dipanaskan sampai temperatur tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Semakin tinggi titik nyala maka akan semakin baik.

5. Titik tuang

Merupakan temperature terendah saat minyak masih akan terus mengalir saat didinginkan pada temperatur dibawah temperatur normal. Minyak isolator diharapkan memiliki titik tuang yang serendah mungkin.

6. Angka kenetralan

Merupakan angka yang menunjukkan penyusun asam minyak isolator dan dapat mendeteksi kontaminasi minyak, menunjukkan kecenderungan perubahan kimia, cacar atau indikasi perubahan kimia bahan tambahan.

7. Kemantapan oksidasi

Proses oksidasi menyebabkan bertambahnya kecenderungan minyak untuk membentuk asam dan kotoran zat padat yang nantinya akan membentuk endapan. Asam menyebabkan korosi pada logam dalam peralatan transformator sedangkan kotoran zat padat menyebabkan transfer panas menjadi terganggu.

8. Kandungan air

Adanya air dalam minyak transformator akan menurunkan tegangan tembus dan tahanan jenis minyak, serta memacu munculnya hot spot sehingga nantinya akan mempercepat kerusakan isolator kertas. Maka dari itu minyak transformator diharapkan memiliki kandungan air serendah mungkin.



9. Tegangan tembus

Tegangan tembus merupakan kemampuan untuk menahan tegangan elektrik. Kandungan air bebas dan partikel-partikel konduktif dapat menaikkan tingkat tegangan elektrik dan menurunkan nilai tegangan tembus. Minyak isolator diharapkan memiliki tegangan tembus yang tinggi.

10. Faktor kebocoran dielektrik

Merupakan ukuran dari *dielectric losses* minyak. Tingginya nilai faktor kebocoran dielektrik menunjukkan adanya kontaminasi atau hasil kerusakan misalnya air, hasil oksidasi, logam alkali, koloid bermuatan, dan sebagainya.

$$E_D > E_C \dots \dots \dots (2.7)$$

Dengan :  $E_D$  : Kuat medan yang dipikul isolator (N/C)

$E_C$  : Kekuatan dielektrik isolator (kV/cm)

Pemanasan atau kenaikan temperature minyak isolasi, terjadi bila panas yang timbul lebih besar dari panas yang didisipasikannya, maka temperature minyak isolasi akan naik. Apabila hal ini terjadi terus menerus, maka dapat mengakibatkan struktur kimia minyak isolasi tersebut berubah. Dengan berubahnya struktur kimia minyak isolasi tersebut, kekuatan dielektrik minyak isolasi juga akan berubah.

11. Tahanan jenis

Tahanan jenis yang rendah menunjukkan adanya pengotor yang bersifat konduktif.

**2.3.1 Gas Terlarut Pada Minyak Transformator**

Minyak transformator merupakan sebuah campuran kompleks dari molekul-molekul hidrokarbon, dalam bentuk linier atau siklis, yang mengandung kelompok molekul CH<sub>3</sub>, CH<sub>2</sub>, dan CH yang terikat. Pemecahan beberapa ikatan antara unsur C-H dan C-C sebagai hasil dari kegagalan termal ataupun elektrik akan menghasilkan fragmen-fragmen ion seperti H, CH<sub>3</sub>, CH<sub>2</sub>, CH, dan C yang nantinya akan berkombinasi dan menghasilkan molekul-molekul gas seperti hydrogen (H-H), metana (CH<sub>3</sub>-H), etana (CH<sub>3</sub>-CH<sub>3</sub>), etilen (CH<sub>2</sub>=CH<sub>2</sub>) ataupun asetilen (CH=CH). Gas-gas ini dikenal dengan istilah *fault gas*. Dapat dilihat pada gambar 2.12



Mineral Oil	$\left\{ \begin{array}{cccccccc} \text{H} & \text{H} \\   &   &   &   &   &   &   &   \\ -\text{C} & -\text{C}-\text{H} \\   &   &   &   &   &   &   &   \\ \text{H} & \text{H} \end{array} \right.$	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	Ethylene	$\begin{array}{c} \text{H} & \text{H} \\   &   \\ \text{C} & = & \text{C} \\   &   \\ \text{H} & \text{H} \end{array}$	$\text{C}_2\text{H}_4$
Hydrogen	$\text{H}-\text{H}$	$\text{H}_2$	Acetylene	$\begin{array}{c} \text{H} & \text{H} \\   &   \\ \text{C} & \equiv & \text{C} \\   &   \\ \text{H} & \text{H} \end{array}$	$\text{C}_2\text{H}_2$
Methane	$\begin{array}{c} \text{H} \\   \\ \text{H}-\text{C}-\text{H} \\   \\ \text{H} \end{array}$	$\text{CH}_4$	Carbon Dioxide	$\text{O}=\text{C}=\text{O}$	$\text{CO}_2$
			Carbon Monoxide	$\text{C}\equiv\text{O}$	$\text{CO}$
Ethane	$\begin{array}{c} \text{H} & \text{H} \\   &   \\ \text{H}-\text{C} & -\text{C}-\text{H} \\   &   \\ \text{H} & \text{H} \end{array}$	$\text{C}_2\text{H}_6$	Oxygen	$\text{O}=\text{O}$	$\text{O}_2$
			Nitrogen	$\text{N}\equiv\text{N}$	$\text{N}_2$

Gambar 2.12 Struktur Kimia Minyak Isolator dan Gas-gas Terlarut pada Minyak Isolator

Sumber : Rahmad Hardityo , 2008 ; 13

Penyebab utama terbentuknya gas-gas dalam kondisi operasi transformator adalah adanya gangguan-gangguan seperti :

- *Thermal degradation* (indikasi gas :  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ )
- *Arching* (indikasi gas :  $\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ )
- Tegangan Tembus (indikasi gas :  $\text{H}_2$ )

Semakin banyak jumlah ikatan karbon (ikatan tunggal, ganda, rangkap tiga) maka semakin banyak pula energy yang dibutuhkan untuk menghasilkannya. Hidrogen ( $\text{H}_2$ ), metana ( $\text{CH}_4$ ) dan etana ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) terbentuk oleh fenomena kegagalan dengan tingkat energi yang rendah. Etilen ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) terbentuk oleh pemanasan minyak pada temperatur menengah, dan asetilen ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) terbentuk pada temperatur yang sangat tinggi.

Gas etana dan etilen sering disebut sebagai “gas logam panas”. Biasanya saat diidentifikasi adanya gas etana dan etilen maka permasalahan yang timbul di dalam transformator umumnya melibatkan logam panas. Hal ini mungkin saja terjadi akibat adanya kontak yang buruk pada *tap-changer* atau sambungan yang jelek pada suatu titik pada rangkaian dalam transformator. Penyebab lainnya adalah kerusakan pada pentanahan rangkaian sehingga muncul arus lebih yang bersirkulasi karena tidak bisa dibuang ke tanah.

Gas-gas lain seperti nitrogen dan oksigen juga dapat muncul pada minyak. Nitrogen muncul akibat sisa  $\text{N}_2$  pada saat pengiriman transformator ataupun oleh selimut nitrogen. Munculnya oksigen pada transformator umumnya diakibatkan oleh kebocoran tangki transformator. Penurunan jumlah oksigen pada minyak umumnya

menunjukkan kenaikan temperatur yang berlebih pada transformator. Air embun dan gas-gas atmosfer dapat merembes masuk ke dalam saat transformator dimatikan dan temperature ambient menurun drastis.

### 2.3.2 Karakteristik Minyak Terhadap Temperatur

Pada peralatan yang menggunakan sistem isolasi minyak, panas dialirkan secara konveksi. Proses aliran panas secara konveksi dapat dihitung dengan : (Wahyu Kuntoro Wibowo , 2008 : 3)

$$N = \left(\frac{K^3 AC}{\nu}\right)^n \dots\dots\dots(2.8)$$

- Dengan :  $N$  : Panas secara konveksi (J/s)
- $K$  : konduktivitas termal (w/m.k)
- $A$  : Koefisien pemuaian ( $^{\circ}C$ )
- $C$  : panas/satuan volume (J/m<sup>3</sup>)
- $\nu$  : viskositas kinematik (St)
- $n$  : konstanta (0.25-0.33)

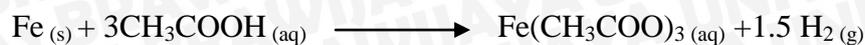
Aliran panas sangat bergantung pada konduktivitas termal, koefisien pemuaian, dan panas persatuan volume. Secara umum pada dielektrik cair besarnya pemuaian ( $A$ ) dan panas persatuan volume ( $C$ ) tidak terlalu berpengaruh, tetapi nilai viskositas kinematik ( $\nu$ ) sangat mempengaruhi aliran panas.

Kenaikan temperatur akan mengkatalis terjadinya oksidasi di dalam minyak transformator. Dengan semakin tingginya pembebanan transformator maka reaksi kimia yang terjadi didalam minyak transformator akan semakin cepat sehingga kandungan asam akan semakin tinggi. Dengan meningkatnya kandungan asam dalam minyak, maka kualitas minyak menjadi menurun.

Reaksi oksidasi di dalam minyak transformator yang menghasilkan asam dan air adalah sebagai berikut :



Dari reaksi diatas terlihat bahwa dihasilkan asam dan air. Asam merupakan zat yang bersifat korosif terhadap logam. Logam akan bereaksi dengan asam dan membentuk gas hydrogen serta garam asetat dengan persamaan reaksi sebagai berikut :



Kandungan asam yang tinggi akan mengakibatkan terbentuknya endapan partikel pengotor didalam minyak transformator. Pada saat terjadi medan listrik, partikel-partikel ini akan terpolarisasi dan membentuk jembatan. Arus akan mengalir melalui jembatan dan menghasilkan pemanasan local serta menyebabkan terjadinya kegagalan.

Untuk mengetahui nilai temperatur minyak transformator, menurut IEEE Std. C57. 104-1991 digunakan persamaan.

$$T (^{\circ}\text{C}) = (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \dots \dots \dots (2.9)$$

Kenaikan temperatur yang terjadi pada transformator dapat dipengaruhi oleh arus yang mengalir pada transformator, dimana kinerja transformator dapat dipengaruhi oleh temperatur. Kenaikan temperatur yang berpengaruh oleh arus dapat dihitung dengan menggunakan persamaan. (A.K. Sawhne, 1990)

$$\theta = \frac{I_s^2 \cdot \rho \cdot t}{\alpha_s^2 \cdot g \cdot h} \text{ } ^{\circ}\text{C} \dots \dots \dots (2.10)$$

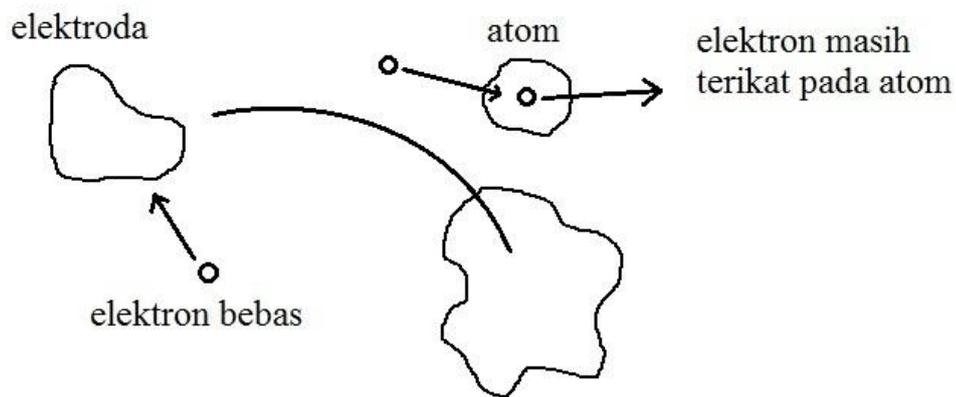
- Dengan:  $\theta$  : kenaikan temperatur ( $^{\circ}\text{C}$ )
- $I_s$  : arus yang mengalir (A)
- $\rho$  : resistivitas ( $\Omega\text{m}$ )
- $\alpha_s$  : luas penampang konduktor ( $\text{mm}^2$ )
- $t$  : waktu (s)
- $g$  : rapat material konduktor ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
- $h$  : panas material konduktor ( $\text{J}/\text{kg}\text{-}^{\circ}\text{C}$ )

Dengan  $\delta = \frac{I}{\alpha_s} \text{ A}/\text{mm}^2$  (kerapatan arus), maka

$$\theta = \frac{\delta^2 \cdot \rho \cdot t}{g \cdot h} \text{ } ^{\circ}\text{C} \dots \dots \dots (2.11)$$

### 2.3.3 Proses Dasar Ionisasi

Udara yang sesungguhnya tidak hanya terdiri dari molekul-molekul netral saja tetapi ada sebagian kecil daripadanya berupa ion-ion dan elektron bebas. Jika diantara elektroda diterapkan suatu tegangan  $V$ , maka akan timbul suatu medan listrik  $E$  yang mempunyai besar dan arah tertentu. Didalam medan listrik, elektron-elektron bebas akan mendapat energi yang cukup kuat. Sehingga dapat merangsang timbulnya ionisasi. Dapat dilihat pada gambar 2.13



Gambar 2.13 Proses Dasar Ionisasi  
 Sumber : Samuel Panggabean , 2008 : 31

Besarnya energi tersebut : (Samuel Panggabean , 2008 : 31)

$$U = e \cdot V = \frac{1}{2} \cdot m_e \cdot v_e^2 \dots\dots\dots(2.12)$$

Dengan :

- $U$  : besar energi saat proses ionisasi (kJ/mol)
- $e$  : muatan electron (C)
- $V$  : beda potensial antara kedua elektroda (volt)
- $m_e$  : massa elektron (satuan massa atom (sma))
- $v_e$  : kecepatan electron (m/s)

Jika gradient tegangan yang ada cukup tinggi maka jumlah elektron yang diionisasikan lebih banyak dibandingkan jumlah ion yang ditangkap menjadi molekul oksigen. Tiap-tiap elektron ini kemudian akan berjalan menuju anoda secara kontinu, sambil membuat benturan-benturan yang kemudian akan membebaskan lebih banyak elektron.

## 2.4 Metode Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

### 2.4.1 Definisi DGA

Analisa kondisi transformator yang dilakukan berdasarkan jumlah gas terlarut pada minyak transformator. Pengujian DGA adalah salah satu langkah perawatan preventif yang wajib dilakukan dengan interval pengujian paling tidak satu kali dalam satu tahun. Pengujian DGA dalam transformator dapat dianalogikan sebagaimana pengujian darah dalam diri manusia. Melalui pengujian darah dalam diri manusia akan



dapat diperoleh informasi yang terkait dengan kesehatan manusia, begitupula pada transformator, dengan pengujian pada minyak transformator akan dapat diperoleh informasi yang terkait dengan kualitas/kinerja transformator.

Pengujian DGA dilakukan pada sampel minyak transformator yang kemudian gas-gas terlarut tersebut diekstrak. Gas yang telah diekstrak lalu dipisahkan dan dihitung kuantitasnya. Keuntungan utama uji DGA adalah deteksi dini akan adanya fenomena kegagalan yang ada pada transformator yang diujikan. Namun kelemahan utamanya adalah tingkat kemurnian yang tinggi dari sampel minyak yang diujikan.

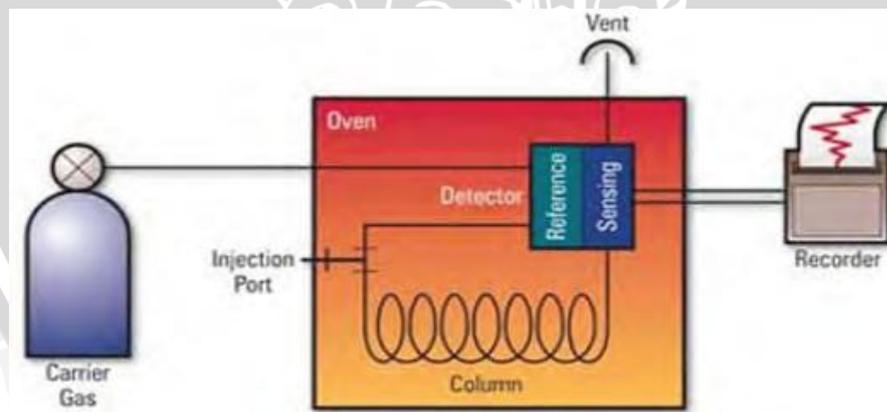
#### 2.4.2 Metode Ekstraksi Gas

Terdapat dua metode DGA yang dapat digunakan pada metode ekstraksi gas yaitu GC (*gas chromatograph*) dan PAS (*photo-acoustic spectroscopy*)

##### 1. Gas Chromatograph

Adalah sebuah teknik untuk memisahkan zat-zat tertentu dari sebuah senyawa gabungan, biasanya zat-zat tersebut dipisahkan berdasarkan tingkat penguapannya.

Metode ini menggunakan beberapa komponen utama, yaitu tabung sempit (*columb*), oven/elemen pemanas, gas pembawa, dan detektor gas. Gas pembawa yang digunakan biasanya merupakan jenis gas yang lambat seperti nitrogen atau argon. Dapat dilihat pada gambar 2.14



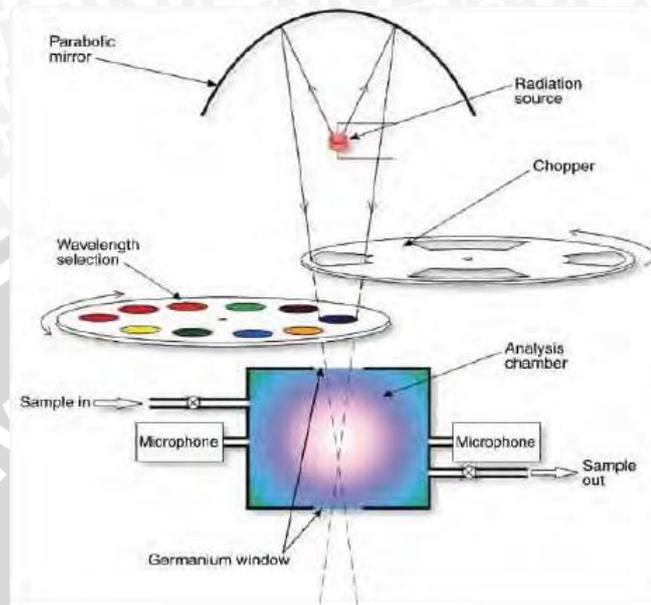
Gambar 2.14 Diagram Kerja *Gas Chromatograph*  
Sumber : Rahmad Hardityo , 2008 ; 22

##### 2. Photo-Acoustic Spectroscopy

Proses pengukuran dengan metode PAS dimulai dengan sumber radiasi yang menciptakan radiasi gelombang elektromagnetik sinar infra merah. Radiasi tersebut dipantulkan pada cermin parabolic lalu menuju piringan pemotong yang berputar dengan kecepatan konstan dan menghasilkan efek stoboskopik terhadap sumber cahaya.

repository.ub.ac.id

Radiasi ini diteruskan melalui filter optic, yaitu filter yang secara selektif dapat meneruskan sinar dengan karakteristik tertentu (biasanya panjang gelombang tertentu) dan memblokir sinar lain yang karakteristiknya tidak diinginkan. Dapat dilihat pada gambar 2.15



Gambar 2.15 Ilustrasi Konsep Photo-Acoustic Spectroscopy  
Sumber : Rahmad Hardityo, 2008 ; 24

## 2.5 Jenis Kegagalan Transformator Yang Dapat Dideteksi Dengan Uji DGA

Dari berbagai jenis kegagalan yang terjadi pada transformator dan terdeteksi melalui uji DGA, maka kegagalan pada transformator dapat digolongkan menjadi beberapa kelas :

1. PD (*partial discharges*)
2. D1 (*discharges of low energy*)
3. D2 (*discharges of high energy*)
4. T1 (*thermal fault,  $T < 300^{\circ}\text{C}$* )
5. T2 (*thermal fault,  $300 < T < 700^{\circ}\text{C}$* )
6. T3 (*thermal fault,  $T > 700^{\circ}\text{C}$* )

## 2.6 Metode Interpretasi Data Uji DGA

Terdapat beberapa metode untuk melakukan interpretasi data dan analisis seperti yang tercantum pada IEEE std.C57 – 104.1991 dan IEC 60599, yaitu :

1. Standar IEEE
  2. *Key Gas*
  3. *Roger's Ratio*
  4. *Duval's Triangle*
- UNIVERSITAS BRAWIJAYA

### 2.6.1 Standar IEEE

IEEE menetapkan standarisasi untuk melakukan analisis berdasarkan jumlah gas terlarut pada sampel minyak. Dapat dilihat pada table 2.1

Tabel 2.1 Batas Konsentrasi Gas Terlarut dalam Satuan ppm (Part Per Million)  
Sumber : Rahmad Hardityo (2008:26)

Status	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	TDCG
Condition 1	100	120	35	50	65	350	2,500	720
Condition 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2,500-4,000	721-1,920
Condition 3	701-1,800	401-1,000	51-80	101-200	101-150	571-1,400	4,001-10,000	1,921-4,630
Condition 4	>1,800	>1,000	>80	>200	>150	>1,400	>10,000	>4,630

Jumlah gas terlarut yang mudah terbakar atau TDCG (*total dissolved combustible gas*) akan menunjukkan apakah transformator yang diujikan masih berada pada kondisi operasi normal, waspada, peringatan atau kondisi kritis. Hanya gas karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) saja yang tidak termasuk kategori TDCG.

**Pada kondisi 1**, transformator beroperasi normal. Namun, tetap perlu dilakukan pemantauan kondisi gas-gas tersebut.

**Pada kondisi 2**, tingkat TDCG mulai tinggi. Ada kemungkinan timbul gejala kegagalan yang harus mulai diwaspadai, perlu dilakukan pengambilan sampel minyak yang lebih rutin dan sering.

**Pada kondisi 3**, TDCG menunjukkan adanya dekomposisi dari isolasi kertas minyak transformator. Berbagai kegagalan pada kondisi ini mungkin sudah terjadi dan transformator harus sudah diwaspadai dan diperlukan perawatan yang lebih lanjut.

**Pada kondisi 4**, TDCG pada tingkat ini menunjukkan adanya kerusakan pada isolator kertas dan kerusakan minyak trafo pada kondisi ini sudah meluas.

### 2.6.2 Key Gas

*Key gas* didefinisikan oleh IEEE std.C57 – 104.1991 sebagai gas-gas yang terbentuk pada transformator pendingin minyak yang secara kualitatif dapat digunakan untuk menentukan jenis kegagalan yang terjadi, berdasarkan jenis gas yang khas atau lebih dominan terbentuk pada berbagai temperatur. Dapat dilihat pada table 2.2

Tabel 2.2 Jenis Kegagalan Menurut Analisis Key Gas

<i>Fault</i>	<i>Key Gas</i>	<i>Criteria</i>	<i>Gas Percent Amount</i>
<i>Arcing</i>	Acetylene (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	<i>Large amount of H<sub>2</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and minor quantities of CH<sub>4</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>. CO and CO<sub>2</sub> may also exist if cellulose is involved.</i>	H <sub>2</sub> : 60% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : 30%
<i>Corona (Low Energy PD)</i>	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	<i>Large amount of H<sub>2</sub>, some CH<sub>4</sub>, with small quantities of C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> and C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>. CO and CO<sub>2</sub> may be comparable if cellulose is involved.</i>	H <sub>2</sub> : 85% CH <sub>4</sub> : 13%
<i>Overheating of Oil</i>	Ethylene (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	<i>Large amount of C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, less amount of C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, some quantities of CH<sub>4</sub> and H<sub>2</sub>.</i>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : 63% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : 20%
<i>Overheating of Cellulose</i>	Carbon Monoxide (CO)	<i>Large amount of CO and CO<sub>2</sub>, hydrocarbon gases may exist</i>	CO : 92%

Sumber : Rahmad Hardityo (2008:28)

### 2.6.3 Roger's Ratio

Magnitude ratio empat jenis fault gas digunakan untuk menciptakan empat digit kode. Kode-kode tersebut akan menunjukkan indikasi dari penyebab munculnya fault gas. Beberapa catatan mengenai interpretasi dari table roger's ratio :

1. Ada kecenderungan rasio C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> naik dari 0.1 s.d > 3 dan rasio C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> untuk naik dari 1-3 s.d > 3 karena meningkatnya intensitas percikan (*spark*). Sehingga kode awalnya bukan lagi 0 0 0 melainkan 1 0 1.
2. Gas-gas yang timbul mayoritas dihasilkan oleh proses dekomposisi kertas, sehingga muncul angka 0 pada kode ratio roger.
3. Kondisi kegagalan ini terindikasi dari naiknya konsentrasi fault gas. CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> normalnya bernilai 1, namun nilai ini tergantung dari berbagai faktor seperti kondisi konservator, selimut N<sub>2</sub>, temperature minyak dan kualitas minyak.
4. Naiknya nilai C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (lebih dari nilai yang terdeteksi), pada umumnya menunjukkan adanya *hot-spot* dengan temperatur lebih dari 700°C, sehingga timbul arching pada transformator. Jika konsentrasi dan rata-rata pembentukan gas asetilen naik, maka transformator harus segera diperbaiki. Jika dioperasikan lebih lanjut, kondisinya akan sangat berbahaya.
5. Transformator dengan OLTC (*on-load tap changer*) bisa saja menunjukkan kode 2 0 2 ataupun 1 0 2 tergantung jumlah dari pertukaran minyak antara tangki tap changer dan tangki utama.

Tabel 2.3 Analisis Dengan Menggunakan Metode Roger's Ratio

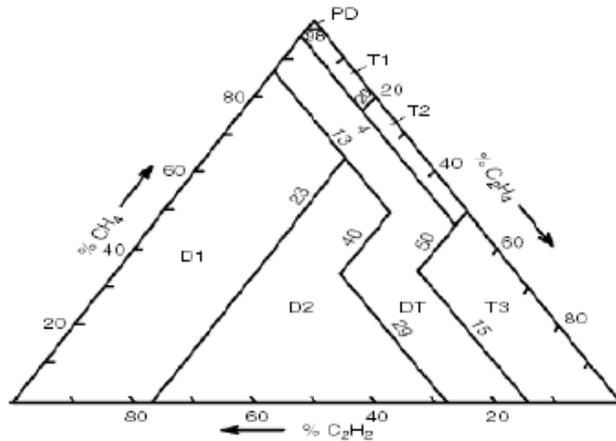
Kode Rasio Gas				Diagnosis
CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
0	0	0	0	Normal
5	0	0	0	<i>Partial Discharge</i>
1-2	0	0	0	<i>Over heating ringan (&gt;150°C)</i>
1-2	1	0	0	<i>Over heating (150°C-200°C)</i>
0	1	0	0	<i>Over heating (200°C-300°C)</i>
0	0	1	0	<i>Over heating pada konduktor secara umum</i>
1	0	0	0	Arus pusar pada belitan
1	0	2	0	Arus pusar pada tangki dan inti, <i>over heating</i> pada sambungan
0	0	0	1	<i>Flash over</i> tanpa diikuti daya
0	0	1-2	1-2	<i>Arching</i> dengan diikuti daya
0	0	2	2	Adanya <i>sparking</i> yang kontinu
5	0	0	1-2	<i>Partial discharge</i> berkaitan dengan gas CO

Sumber : Yanti Herliyana (2009:49)

Selain rasio pada table 2.3, seringkali digunakan rasio lain seperti rasio CO<sub>2</sub>/CO. Rasio ini digunakan untuk mendeteksi keterlibatan isolasi kertas pada fenomena kegagalan. Normalnya rasio CO<sub>2</sub>/CO bernilai sekitar 7. Jika rasio <3, ada indikasi yang kuat akan adanya kegagalan elektrik sehingga menimbulkan karbonasi pada kertas (*hot-spot* atau *arcing* dengan temperatur >200°C. Jika rasio >10, mengindikasikan adanya kegagalan *thermal* pada isolasi kertas pada belitan.

#### 2.6.4 Duval's Triangle

Metode segitiga duval diciptakan oleh Michael duval pada 1974. Kondisi khusus yang diperhatikan adalah konsentrasi metana (CH<sub>4</sub>), etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) dan asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>). Konsentrasi total ketiga gas ini adalah 100%, namun perubahan komposisi dari ketiga jenis gas ini menunjukkan kondisi fenomena kegagalan yang mungkin terjadi pada unit yang diujikan. Dapat dilihat pada gambar 2.16



Gambar 2.16 Segitiga Duval  
 Sumber : Rahmad Hardityo, 2008 ; 31

Koordinat segitiga:

$$\% \text{CH}_4 = \frac{\text{CH}_4}{(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2)} \times 100\%$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 = \frac{\text{C}_2\text{H}_4}{(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2)} \times 100\%$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 = \frac{\text{C}_2\text{H}_2}{(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2)} \times 100\%$$

Tabel 2.4 Kode gangguan yang dapat dideteksi dengan menggunakan metode segitiga duval

Region	Diagnosis
PD	Partial Discharge
D1	Discharges of Low Energy
D2	Discharges of High Energy
T1	Thermal fault, temp. < 300°C
T2	Thermal fault, 300°C < temp. < 700°C
T3	Thermal fault, temp. > 700°C
D+T	Discharges of energy and thermal fault

Sumber : Rahmad Hardityo (2008:31)

## BAB III

### METODE PENELITIAN

Untuk menyelesaikan rumusan masalah dan merealisasikan tujuan penelitian yang terdapat di bab pendahuluan maka diperlukan metode untuk menyelesaikan masalah tersebut. Metode yang digunakan dapat diuraikan sebagai berikut :

#### 3.1 Pengambilan Data

Pengambilan data yang akan digunakan untuk menganalisa permasalahan adalah yang diperoleh dari PT. Asahimas Chemical yang meliputi spesifikasi mekanis dan listrik Transformator 150 kVA. Dengan spesifikasi transformator dan minyak dari transformator tersebut dapat dilihat pada lampiran ini. Sedangkan minyak transformator yang digunakan adalah jenis minyak transformator *Shell Diala B* yaitu cairan isolasi tanpa hambatan listrik, untuk digunakan dimana ketahanan oksidasi yang normal diperlukan.

Pengujian minyak transformator dilakukan tiga jenis, yaitu pengujian minyak transformator yang masih baru, pengujian minyak transformator yang digunakan pada transformator yang masih aktif, dan pengujian minyak transformator yang digunakan pada transformator yang telah rusak. Dan kemudian hasil pengujian tersebut akan dibandingkan dan dianalisis akan penyebab rusaknya transformator daya pada PT Asahimas Chemical.

Pengambilan minyak pada transformator akan dilakukan cepat dan teliti, hal ini dikarenakan agar kadar kandungan gas dalam minyak transformator tidak terurai. Terdapat tata cara pengambilan sampel minyak untuk pengujian DGA karena sangat menentukan kehandalan diagnosa yang akan didapatkan. Dalam pengambilan sampel minyak DGA akan diperhatikan hal-hal sebagai berikut, yaitu :

1. Alat yang digunakan untuk pengambilan sampel
2. Cara pengambilan sampel
3. Durasi antara pengambilan sampel dan pengujian

Alat pengambilan sampel minyak untuk uji DGA antara lain :

1. *Syringe* yaitu suntikan dengan wadah berbahan kaca untuk pengambilan sampel minyak. Dapat dilihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 Syringe

Sumber : Rahmad Hardityo , 2008 ; 19

Tujuan digunakannya *Syringe* adalah agar minyak tidak terkontaminasi dengan udara luar, dan menghindari hilangnya gas-gas yang mudah lepas seperti  $H_2$ . Dengan demikian kandungan gas-gas yang terdeteksi dapat mewakili kondisi kandungan gas didalam minyak yang sebenarnya.

2. *Oil flushing unit* merupakan unit yang terdiri dari selang silikon, *flange* (cincin besi), *seal* (pengunci) dan *stop-kran* yang berfungsi sebagai sarana untuk membuang minyak transformator yang kotor serta untuk mengambil sampel minyak. Dapat dilihat pada gambar 3.2



Gambar 3.2 Oil Flushing Unit

Sumber : PT Asahimas Chemical

3. *Vial* atau botol kimia yang digunakan sebagai tempat sampel minyak yang selanjutnya akan dimasukkan ke dalam alat uji DGA. Sebelum dipergunakan untuk menempatkan sampel minyak yang akan diuji, perlu dipastikan bahwa segel *vial* masih utuh sehingga *vial* tersebut belum terkontaminasi dengan udara sama sekali.

Setelah semua peralatan yang dibutuhkan telah tersedia, berikut adalah tata cara pengambilan minyak dari transformator :

1. Persiapan :

- Menyiapkan ember untuk menampung minyak transformator yang kotor.
- Memasang *oil flushing unit* pada *drain valve* tangki utama trafo.
- Mengatur *stop-kran* pada posisi menutup.
- Mempersiapkan *syringe* untuk pengambilan sampel minyak.
- Mempersiapkan *vial* yang belum terkontaminasi dengan udara.

2. Pelaksanaan :

- Membuka *drain valve* tangki utama trafo
- Melakukan proses pembersihan / *flushing* terlebih dahulu (keluarkan minyak dari tangki utama trafo dengan membuka stop-kran)

- c. Menutup stop-kran
  - d. Memasang jarum pada *syringe*
  - e. Membuka katup pada *syringe* dan suntikan *syringe* pada selang silikon
  - f. Menyedot minyak dari selang
  - g. Memastikan tidak ada udara (gelembung udara) yang masuk ke dalam *syringe*
  - h. Menutup kembali katup pada *syringe*
  - i. Memindahkan minyak dari *syringe* ke *vial* dengan cara menyuntikan minyak ke dalam *vial* tanpa membuka tutup *vial*
  - j. Mengambil sampel minyak sebanyak  $\pm 12$  ml untuk uji DGA
  - k. Melakukan pengambilan sampel minyak dengan proses yang sama untuk minyak tangki utama bagian bawah dan OLTC (on-load-tap-changer)
3. Penyelesaian :
- a. Memberi label pada *vial* sampel minyak
  - b. Menyimpan *vial* dan lindungi dari panas maupun sinar matahari langsung
  - c. Membersihkan *syringe* dengan menggunakan minyak, keringkan dan simpan pada tempatnya
  - d. Melepaskan jarum suntik dari *syringe*
  - e. Menutup kembali *drain valve* tangki utama trafo
  - f. Membuka stop-kran untuk mengeluarkan sisa minyak pada *oil flushing unit* (tampung dalam ember)
  - g. Melepaskan *oil flushing unit* dari *drain valve* tangki utama trafo
  - h. Memastikan *drain valve* telah terpasang dengan benar

Untuk mendapatkan hasil diagnosa yang akurat, jika sudah dilakukan pengambilan sampel minyak maka harus segera dikirim ke laboratorium untuk dilakukan pengujian DGA agar kandungan gas yang ada pada minyak transformator tidak terurai dan tidak banyak terkontaminasi pada gas-gas lain.

### 3.2 Perhitungan dan Analisis Data

Data – data yang sudah terkumpul tersebut selanjutnya diolah melalui perhitungan dan analisis sehingga diperoleh hasil dari parameter – parameter yang terdapat pada metode roger's ratio. Dengan memperhatikan hasil pengujian minyak transformator dan membandingkan standar normal kondisi minyak yang terdapat pada tabel sebagai berikut. Dapat dilihat pada tabel 3.1

Tabel 3.1 Standar Tes DGA

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	
5. Kadar air	IEC 60422-2005				
-DGA	TDCG	Normal(720 ppm)			
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			
	CH <sub>4</sub>	<120			
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			
	CO	<350			
	CO <sub>2</sub>	<10000			
	N <sub>2</sub>	<1-10%			
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			

Sumber : Muhammad Faisal A.R , 2008 ; 6

Warna minyak dengan standar ASTM D 1500 yang diperbolehkan adalah 3.5 dengan hasil uji laboratorium. Kadar air yang diperbolehkan menurut standar IEC 60422-2005 dengan transformator yang memiliki tegangan 150 kV adalah <20 ppm.

Setelah mengetahui hasil minyak transformator pada laboratorium nilai perbandingan fault gas dan digit kode untuk metode roger's ratio dapat dihitung dengan melihat tabel sebagai berikut.

Tabel 3.2 Tabel Hasil Pengujian Untuk Mengetahui Digit Kode

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm		CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> =	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			
CH <sub>4</sub>	<120		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> =	
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			
CO	<350		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> =	
CO <sub>2</sub>	<10000			
N <sub>2</sub>	<1-10%		C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> =	
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			

Sumber : Muhammad Faisal A.R , 2008 ; 6

Perbandingan fault gas nilainya dapat diketahui melalui perbandingan nilai akhir minyak, setelah hasilnya didapatkan, dengan mengacu pada kode range rasio tabel roger's maka akan didapatkan hasil digit kodenya. Dengan tabel sebagai berikut

Tabel 3.3 Standar Roger's Ratio

Kode Rasio Gas				Diagnosis
CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <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>4</sub>	
0	0	0	0	Normal
5	0	0	0	<i>Partial Discharge</i>
1-2	0	0	0	<i>Over heating</i> ringan (>150°C)
1-2	1	0	0	<i>Over heating</i> (150°C-200°C)
0	1	0	0	<i>Over heating</i> (200°C-300°C)
0	0	1	0	<i>Over heating</i> pada konduktor secara umum
1	0	0	0	Arus pusar pada belitan
1	0	2	0	Arus pusar pada tangki dan inti, <i>over heating</i> pada sambungan
0	0	0	1	<i>Flash over</i> tanpa diikuti daya
0	0	1-2	1-2	<i>Arching</i> dengan diikuti daya
0	0	2	2	Adanya <i>sparking</i> yang kontinu
5	0	0	1-2	<i>Partial discharge</i> berkaitan dengan gas CO

Sumber : Yanti Herliana , 2009 ; 49

Tabel 3.4 Batas Digit Kode Roger

Rasio Gas	Batas	Kode
CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub>	≤ 0.1	5
	≥ 0.1, ≤ 1	0
	≥ 1, < 3	1
	≥ 3	2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub>	< 1	0
	≥ 1	1
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 1	0
	≥ 1, < 3	1
	≥ 3	2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 0.5	0
	≥ 0.5, < 3	1
	≥ 3	2

Sumber : Yanti Herliana , 2009 ; 49

Untuk mengetahui nilai warna yang terdapat pada minyak transformator dapat dilihat pada tabel sebagai berikut.

Tabel 3.5 Keterangan Warna Minyak Transformator

Nomor Warna	Keterangan Warna
1	Bening
2	Bening Keputihan
3	Kuning Bening
4	Kuning Muda
5	Kuning Tua
6	Kuning Kecoklatan
7	Coklat Muda
8	Coklat Tua
9	Merah Terang
10	Merah
11	Merah Gelap

Sumber : Yanti Herliana , 2009 ; 55

Urutan pembahasan yang dilakukan untuk menganalisis kegagalan yang terjadi adalah:

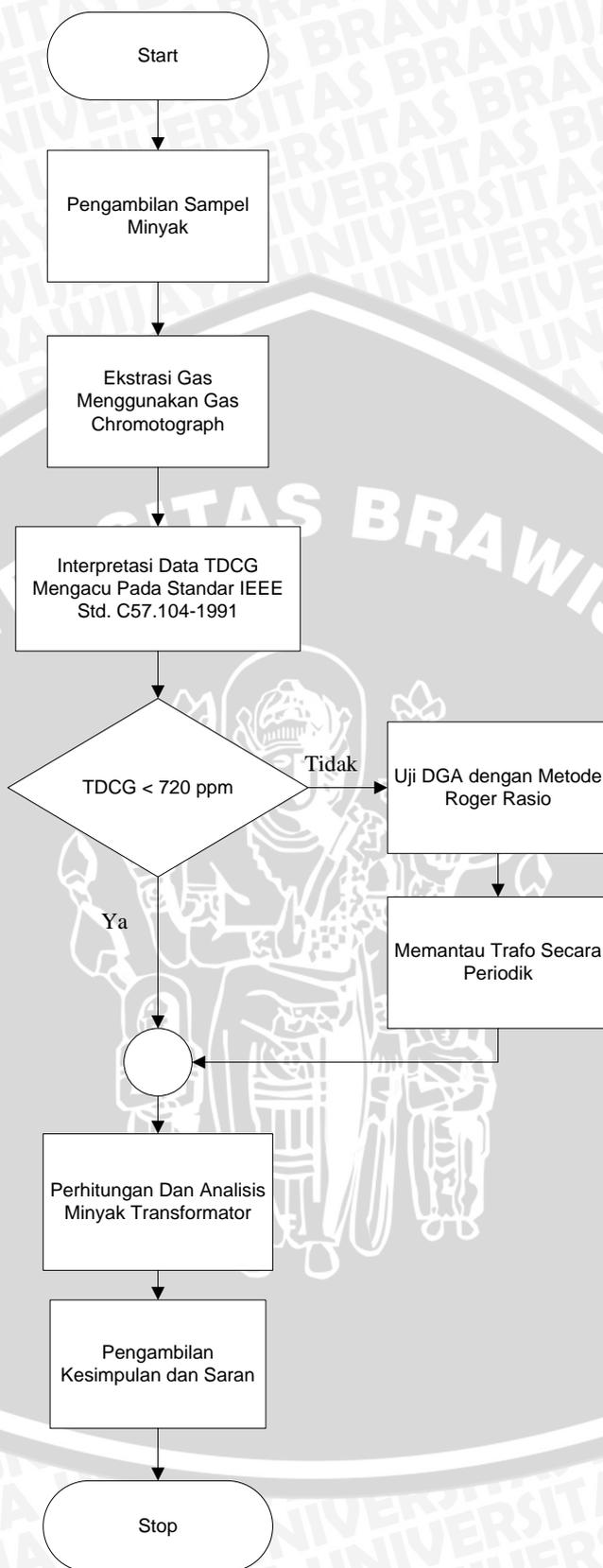
1. Menghitung nilai temperatur minyak transformator dengan menggunakan persamaan (2.9)
2. Melakukan pengambilan data teknis transformator, kemudian melakukan perhitungan untuk mengetahui arus yang mengalir dengan menggunakan persamaan (2.2) dan (2.3)
3. Menghitung kenaikan temperatur yang berpengaruh oleh arus dengan menggunakan persamaan (2.4) dan (2.10)

### 3.3 Pengambilan Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan ini dilakukan pengambilan kesimpulan berdasarkan data yang didapat, hasil perhitungan serta analisis, yaitu bagaimana pencegahan agar transformator daya tidak mengalami kegagalan kembali.

Dan juga dilakukan pemberian saran agar perawatan transformator menjadi lebih baik. Meliputi hal-hal yang menjadi kendala dalam penelitian ini, atau hal-hal yang masih memerlukan kajian lebih dalam lagi.

Berikut adalah diagram alirnya dapat dilihat pada gambar 3.4



Gambar 3.4 Diagram Alir Pengujian Minyak Transformator

## BAB IV

### PENGUJIAN DAN ANALISIS

Tujuan pengujian minyak transformator ini adalah untuk menentukan apakah minyak tersebut mempunyai kualitas yang baik dan sesuai dengan standar kualitas minyak transformator yang baik. Pengujian pada minyak ini meliputi tiga pengujian pada minyak transformator, yaitu minyak transformator daya yang masih baru, minyak transformator daya yang masih digunakan pada transformator yang aktif, dan minyak transformator daya yang digunakan pada transformator yang telah rusak. Pengujian pada minyak transformator ini dilakukan untuk menemukan letak kegagalan pada transformator dan mempermudah analisis untuk menemukan letak kegagalan tersebut.

#### 4.1 Objek dan Area Studi

Objek yang diuji dan dianalisis merupakan dua unit transformator daya dan satu unit minyak transformator baru pada PT Asahimas Chemical yang berlokasi di Banten, Jawa Barat. Unit yang diujikan merupakan transformator yang telah rusak dan transformator yang aktif. Transformator tersebut merupakan jenis transformator dengan pendingin minyak, dengan tipe sistem pendingin O.N.A.N. Spesifikasi dari transformator tersebut adalah sebagai berikut :

1. No.Seri : TR – 00 – 01 (*main transformer*)
2. Pembuat : Mitsubishi Electronic co
3. Tahun Pembuatan : 1996
4. Tegangan nominal : 150/20 kV
5. Kapasitas : 75 MVA
6. Kapasitas Tangki : 35100 L
7. Berat : 120000 kg

Transformator ini menggunakan minyak isolator jenis Shell Diala B. Minyak jenis ini adalah minyak isolator yang sering digunakan pada transformator pada umumnya. Minyak Shell Diala B merupakan jenis minyak mineral naphthetic. Minyak ini menawarkan sifat dielektrik yang baik, stabilitas oksidasi yang baik dan menyediakan transfer panas yang efisien. Karakteristik lengkap dari minyak ini dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4.1 Karakteristik Minyak Shell Diala B

Karakteristik khas	Unit	Metode	IEC 60.296 Kebutuhan	Diala B
Penampilan		IEC 60.296	Jelas, bebas dari sedimen dan ditangguhkan	Memenuhi
Densitas pada 20° C	kg/m <sup>3</sup>	ISO 3675	Max. 895	881
Kinematik viskositas pada 40° C	mm <sup>2</sup> /S	ISO 3104	Max. 12	10
Kinematik viskositas pada - 30° C	mm <sup>2</sup> /S	ISO 3104	Max. 1.800	1.400
Flashpoint PM	°C	ISO 2.719/ASTM D93	Min. 135	140
Puorpoint	°C	ISO 3016	Max. -40	-57
Netralisasi nilai	mg KOH/g	IEC 62021-1	Max. 0,01	<0,01
Korosif sulphur		DIN 51.353	Tidak korosif	Tidak korosif
Korosif sulphur		IEC 62535	-	Tidak korosif
Korosif sulphur		ASTM D 1.275 B	-	Tidak korosif
Breakdown tegangan	kV	IEC 60156		
Diobati			Min. 30	>30
Setelah pengobatan			Min. 70	>70
Dielektrik pembungan faktor pada 90° C		IEC 60.247	Max. 0,005	0,002
Oksidasi stabilitas (164 h / 120° C		IEC 61125 C		
Jumlah keasaman	mg KOH/g		Max. 1,2	0,9
Lumpur	%M		Max. 0,8	0,3

Sumber : Abdul Syakur, 2006 ; 2

Analisis DGA dilakukan untuk mendeteksi kuantitas kandungan beberapa jenis gas spesifik dari sebuah sampel minyak. Sebenarnya pada kondisi normal terdapat juga gas-gas yang terlarut pada minyak, namun ketika terjadi kegagalan, maka akan menaikkan konsentrasi salah satu atau beberapa jenis gas tersebut. Komposisi kenaikan konsentrasi gas-gas tersebut sangat tergantung dari jenis kegagalan yang terjadi. Kuantitas dari beberapa jenis

gas yang terlarut pada sampel minyak diidentifikasi lalu dikaitkan dengan berbagai jenis kegagalan/ketidaknormalan elektrik dan termal. Identifikasi ini selanjutnya akan berguna sebagai informasi mengenai kualitas kerja transformator.

#### 4.2 Pengambilan Sampel Minyak

Prosedur pengambilan sampel minyak disesuaikan dengan standar IEEE std.C57 – 104.1991, IEC 60599. Standar ini mengharuskan bahwa sampel yang diambil tidak boleh terdapat gelembung udara sama sekali. Proses pengujian harus dilakukan segera setelah pengambilan sampel dilakukan untuk meminimalisir pengaruh temperatur lingkungan dan sinar matahari yang dapat mempengaruhi jumlah konsentrasi gas terlarut. Hal ini harus diperhatikan dengan sangat, karena hasil yang diperoleh dan analisis yang dilakukan sangat tergantung pada tingkat kemurnian dari sampel.

Pengambilan sampel dilakukan pada dua saluran pembuangan minyak, yaitu pada saluran atas pembuangan minyak transformator dan saluran bawah pembuangan minyak transformator. Proses pembuangan minyak dan pembersihan alat pengambil sampel, dilakukan terlebih dahulu untuk menjaga kemurnian sampel minyak. Pembuangan minyak biasanya dilakukan sebanyak 3-5 L untuk membuang kotoran-kotoran yang mengendap pada saluran. Pembersihan alat pengambil sampel dilakukan untuk membuang kotoran ataupun sisa-sisa minyak dari pengambilan sampel sebelumnya (kotoran dan sisa minyak dapat mempengaruhi kemurnian sampel).

#### 4.3 Pengujian Minyak Transformator yang Masih Baru

##### a. Tujuan

Tujuan dari pengujian minyak transformator yang masih baru adalah mengetahui kadar gas yang terdapat pada minyak transformator dengan kualitas yang masih sangat bagus.

##### b. Peralatan Yang Digunakan

- Syringe
- Oil flushing unit
- Vial atau botol kimia

##### c. Langkah Pengujian

Karena minyak pada transformator yang masih baru berada dalam drum, maka pengambilan sampel minyak dilakukan dengan *oil flushing unit* dengan cara yang singkat, yang kemudian menggunakan *syringe* untuk mengambil sampel minyak dengan cepat.

1. Persiapan :

- a. Menyiapkan ember untuk menampung minyak transformator yang kotor.
- b. Memasang *oil flushing unit* pada drum minyak.
- c. Mengatur *stop-kran* pada posisi menutup.
- d. Mempersiapkan *syringe* untuk pengambilan sampel minyak.
- e. Mempersiapkan *vial* yang belum terkontaminasi dengan udara.

2. Pelaksanaan :

- a. Membuka tutup drum minyak
- b. Melakukan proses pembersihan / *flushing* terlebih dahulu (keluarkan minyak dari drum dengan membuka stop-kran)
- c. Menutup stop-kran
- d. Memasang jarum pada *syringe*
- e. Membuka katup pada *syringe* dan suntikan *syringe* pada selang silikon
- f. Menyedot minyak dari selang
- g. Memastikan tidak ada udara (gelembung udara) yang masuk ke dalam *syringe*
- h. Menutup kembali katup pada *syringe*
- i. Memindahkan minyak dari *syringe* ke *vial* dengan cara menyuntikan minyak ke dalam *vial* tanpa membuka tutup *vial*
- j. Mengambil sampel minyak sebanyak  $\pm 12$  ml untuk uji DGA

3. Penyelesaian :

- a. Memberi label pada *vial* sampel minyak
- b. Menyimpan *vial* dan lindungi dari panas maupun sinar matahari langsung
- c. Membersihkan *syringe* dengan menggunakan minyak, keringkan dan simpan pada tempatnya
- d. Melepaskan jarum suntik dari *syringe*
- e. Menutup kembali tutup drum
- f. Membuka stop-kran untuk mengeluarkan sisa minyak pada *oil flushing unit* (tampung dalam ember)
- g. Melepaskan *oil flushing unit* dari drum

d. Hasil Pengujian

Pengujian 1 (9 Oktober 2012)

Tabel 4.2 Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Yang Masih Baru

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	2
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0570
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0501
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	10.02
5. Kadar air	IEC 60422-2005				6.73
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			200
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			5
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			1
	CH <sub>4</sub>	<120			17
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			5
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			16
	CO	<350			156
	CO <sub>2</sub>	<10000			2104
	N <sub>2</sub>	<1-10%			-
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.3 Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	5	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 17 : 5 = 3.4	2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	1		
CH <sub>4</sub>	<120	17	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 16 : 17 = 0.9411	0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	5		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	16		
CO	<350	156	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 5 : 16 = 0.3125	0
CO <sub>2</sub>	<10000	2104		
N <sub>2</sub>	<1-10%	-	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 1 : 5 = 0.2	0
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-		

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari tabel hasil pengujian diatas, nilai kandungan gas-gas yang terlarut sangat baik, tidak melebihi standar yang ditetapkan. Diagnosis yang dapat diambil dari kode digit 2 0 0 0 adalah minyak transformator mengalami *overheating* ringan (>150°C) yang dapat menyebabkan meningkatnya produksi CO dan CO<sub>2</sub>.

Perhitungan temperatur dengan menggunakan persamaan

$$\begin{aligned}
 T \text{ (}^\circ\text{C)} &= (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \\
 &= (100 \cdot 0.3125) + 150 \\
 &= 181.25 \text{ }^\circ\text{C}
 \end{aligned}$$

Pengujian 2 (15 Oktober 2012)

Tabel 4.4 Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Yang Masih Baru

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	2
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0631
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0533
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	10.01
5. Kadar air	IEC 60422-2005				6.91
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			207
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			5
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			1
	CH <sub>4</sub>	<120			18
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			6
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			16
	CO	<350			161
	CO <sub>2</sub>	<10000			2220
	N <sub>2</sub>	<1-10%			-
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.5 Hasil Pengujian 2 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	5	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 18 : 5 = 3.6	2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	1		
CH <sub>4</sub>	<120	18	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 16 : 18 = 0.8888	0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	6		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	16	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 6 : 16 = 0.375	0
CO	<350	161		
CO <sub>2</sub>	<10000	2220	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 1 : 6 = 0.166	0
N <sub>2</sub>	<1-10%	-		
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-		

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari tabel hasil pengujian diatas, diagnosis yang dapat diambil sama dengan pengujian pertama dimana minyak transformator tersebut mengalami *overheating* ringan ( $>150^{\circ}\text{C}$ ) yang dapat menyebabkan meningkatnya produksi CO dan  $\text{CO}_2$ .

Perhitungan temperatur dengan menggunakan persamaan

$$\begin{aligned} T (^{\circ}\text{C}) &= (100 \cdot \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6) + 150 \\ &= (100 \cdot 0.375) + 150 \\ &= 187.5 ^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

#### 4.4 Pengujian Minyak Transformator Pada Transformator yang Aktif

##### a. Tujuan

Tujuan pengujian minyak transformator pada transformator yang masih aktif adalah mengetahui apakah minyak yang digunakan masih layak pakai atau sudah waktunya untuk diganti agar tidak terulangnya kejadian yang terjadi pada transformator yang rusak.

##### b. Hasil Pengujian

Pengujian 1 (9 Oktober 2012)

Tabel 4.6 Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Aktif

SAMPSEL MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	3
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0680
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0511
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	7.500
5. Kadar air	IEC 60422-2005				18.43
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			329.054
	$\text{H}_2$	<100 ppm			21.4
	$\text{C}_2\text{H}_2$	<35			0.054
	$\text{CH}_4$	<120			22
	$\text{C}_2\text{H}_4$	<50			2.6
	$\text{C}_2\text{H}_6$	<65			124
	CO	<350			159
	$\text{CO}_2$	<10000			5450
	$\text{N}_2$	<1-10%			-
	$\text{O}_2$	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.7 Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	21.4	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 22 : 21.4 = 1.0280	1
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	0.054		
CH <sub>4</sub>	<120	22	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 124 : 22 = 5.6363	1
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	2.6		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	124		
CO	<350	159	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 2.6 : 124 = 0.0209	0
CO <sub>2</sub>	<10000	5450		
N <sub>2</sub>	<1-10%	-		
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 0.054 : 2.6 = 0.0207	0

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari hasil tabel pengujian di atas, kualitas minyak transformator cukup baik. Hal ini dibuktikan bahwa kandungan gas-gas yang terlarut di minyak transformator masih dalam keadaan normal. Hanya kandungan ethana (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) pada minyak menunjukkan keadaan yang abnormal diatas 65 ppm. Dengan memacu pada rasio roger maka akan menyebabkan *local overheating* (150°C-200°C).

Perhitungan temperatur dengan menggunakan persamaan

$$\begin{aligned}
 T \text{ (}^\circ\text{C)} &= (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \\
 &= (100 \cdot 0.0209) + 150 \\
 &= 152.09 \text{ }^\circ\text{C}
 \end{aligned}$$



Pengujian 2 (15 Oktober 2012)

Tabel 4.8 Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Aktif

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	3
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0680
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0511
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	7.500
5. Kadar air	IEC 60422-2005				18.97
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			337.86
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			33.1
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			0.16
	CH <sub>4</sub>	<120			21.7
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			2.9
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			138
	CO	<350			142
	CO <sub>2</sub>	<10000			5362
	N <sub>2</sub>	<1-10%			-
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.9 Hasil Pengujian 2 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	33.1	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 21.7 : 33.1 = 0.6555	0
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	0.16		
CH <sub>4</sub>	<120	21.7	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 138 : 21.7 = 6.359	1
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	2.9		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	138	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 2.9 : 138 = 0.021	0
CO	<350	142		
CO <sub>2</sub>	<10000	5362	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 0.16 : 2.9 = 0.055	0
N <sub>2</sub>	<1-10%	-		
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-		

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari hasil pengujian diatas, sama dengan pengujian 1. Kualitas minyak transformator masih cukup normal. Beberapa kandungan gas mengalami peningkatan, begitu pula dengan

kandungan gas ethana. Dimana dalam hal ini mengalami perubahan pada kode digit rasio roger, yang mendiagnosis adanya *overheating* (150°C-200°C).

Perhitungan temperatur dengan persamaan

$$\begin{aligned} T (\text{°C}) &= (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \\ &= (100 \cdot 0.021) + 150 \\ &= 152.1 \text{ °C} \end{aligned}$$

#### 4.5 Pengujian Minyak Transformator Pada Transformator yang Rusak

##### a. Tujuan

Tujuan dari pengujian minyak transformator pada transformator yang rusak adalah mengetahui kandungan gas yang terdapat pada minyak transformator yang telah rusak dimana agar dapat diketahui penyebab rusaknya transformator daya dan sebagai pembandingan pada minyak transformator yang masih aktif.

##### b. Hasil Pengujian

Pengujian 1 (9 Oktober 2012)

Tabel 4.10 Hasil Pengujian 1 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Rusak

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	4
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0854
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0793
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	6.930
5. Kadar air	IEC 60422-2005				24.34
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			1730
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			273
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			376
	CH <sub>4</sub>	<120			54
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			107
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			35
	CO	<350			885
	CO <sub>2</sub>	<10000			8785
	N <sub>2</sub>	<1-10%			-
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.11 Hasil Pengujian 1 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	273	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 54 : 273 = 0.1978	0
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	376		
CH <sub>4</sub>	<120	54	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 35 : 54 = 0.6481	0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	107		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	35		
CO	<350	885	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 107 : 35 = 3.0571	2
CO <sub>2</sub>	<10000	8785		
N <sub>2</sub>	<1-10%	-	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 376 : 107 = 3.514	2
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-		

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari hasil pengujian di atas, dapat diketahui bahwa kualitas minyak transformator tersebut sangat buruk. Dimana bisa dilihat pada kandungan TDCG (*Total Dissolved Combustible Gas*) menunjukkan angka 1730 ppm diatas nilai standar yaitu 720 ppm. Dan kandungan dari hidrogen (H<sub>2</sub>), Asetilen (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Etilen (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), dan karbon monoksida (CO) diatas standar yang ditetapkan. Mengacu pada nilai kode digit rasio roger, mendiagnosis bahwa adanya *sparking* yang kontinu.

Perhitungan temperatur dengan persamaan

$$\begin{aligned}
 T \text{ (}^\circ\text{C)} &= (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \\
 &= (100 \cdot 3.0571) + 150 \\
 &= 455.71 \text{ }^\circ\text{C}
 \end{aligned}$$



Pengujian 2 (15 Oktober 2012)

Tabel 4.12 Hasil Pengujian 2 Minyak Transformator Pada Transformator Yang Rusak

SAMPel MINYAK UNTUK DI UJI	ACUAN				NILAI AKHIR
-Karakteristik minyak					
1. Warna	ASTM D 1500	clear	-	Gelap	4
2. Keasaman	IEC 296	<0.10	0.1-0.15	>0.15	0.0854
3. Faktor kebocoran dielektrik	IEC 247	<0.10	0.1-0.2	>0.20	0.0793
4. Tahanan jenis	IEC 247	>3	3.0-0.2	<0.2	6.213
5. Kadar air	IEC 60422-2005				24.88
-DGA	TDCG	Normal (720 ppm)			<b>1771</b>
	H <sub>2</sub>	<100 ppm			<b>266</b>
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35			<b>384</b>
	CH <sub>4</sub>	<120			54
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50			<b>107</b>
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65			39
	CO	<350			<b>921</b>
	CO <sub>2</sub>	<10000			8885
	N <sub>2</sub>	<1-10%			-
	O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%			-

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Tabel 4.13 Hasil Pengujian 2 Kode Digit Rasio Roger

Fault Gas	Kondisi Normal	Nilai Akhir Minyak	Perbandingan Fault Gas	Digit Kode
H <sub>2</sub>	<100 ppm	<b>266</b>	CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub> = 54 : 266 = 0.203	0
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	<35	<b>384</b>		
CH <sub>4</sub>	<120	54	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub> = 39 : 54 = 0.722	0
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<50	<b>107</b>		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<65	39		
CO	<350	<b>921</b>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> = 107 : 39 = 2.743	1
CO <sub>2</sub>	<10000	8885		
N <sub>2</sub>	<1-10%	-	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> = 384 : 107 = 3.588	2
O <sub>2</sub>	<0.2-0.35%	-		

Sumber : PT. Asahimas Chemical

Dari hasil pengujian diatas, sama dengan pengujian 1. Dimana terdapat peningkatan nilai gas pada kandungan minyak dan nilainya berada diatas standar yang ditetapkan.

Perubahan nilai tersebut mempengaruhi hasil dari digit rasio roger. Dimana pada diagnosis roger rasio menyebutkan adanya *arching* yang diikuti oleh daya.

Perhitungan temperatur dengan persamaan

$$\begin{aligned} T (\text{°C}) &= (100 \cdot C_2H_4/C_2H_6) + 150 \\ &= (100 \cdot 2.743) + 150 \\ &= 424.3 \text{ °C} \end{aligned}$$

Dengan diketahui data yang ada pada PT. Asahimas Chemical, maka akan didapatkan perhitungan untuk menghitung arus yang mengalir pada beban.

Data beban :

$$\begin{aligned} P_{beban} &= 60 \text{ MW} \\ V_L &= 20 \text{ kV} \\ \text{Cos } \theta &= 0,97 \\ f &= 50 \text{ Hz} \end{aligned}$$

Data teknis trafo :

$$\begin{aligned} P_{out \text{ trafo}} &= 75 \text{ MVA} \\ V_{Lp} &= 150 \text{ kV} \\ V_{Ls} &= 20 \text{ kV} \\ \text{Cos } \theta &= 0,97 \\ f &= 50 \text{ Hz} \\ \eta &= 90\% \\ P_i &= 2,50 \text{ kW} \\ P_{cu} &= 7,20 \text{ kW} \\ s_p &= 2 \text{ A/mm}^2 \\ s_s &= 4 \text{ A/mm}^2 \\ \rho &= 5,61 \times 10^{-5} \text{ } \Omega\text{m} \\ g &= 8000 \text{ kg/m}^2 \\ h &= 314 \text{ J/kg-}^\circ\text{C} \end{aligned}$$



Besar arus yang mengalir pada beban, dihitung dengan menggunakan persamaan (2.2) sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 I_L &= \frac{P_{out\ trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \phi} \text{ A} \\
 I_L &= \frac{60 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \times 10^3 \cdot 0,97} \text{ A} \\
 &= \frac{60 \times 10^6}{33,6 \times 10^3} \text{ A} \\
 &= 1,780 \times 10^3 \text{ A} \\
 I_L &= 1,780 \text{ kA}
 \end{aligned}$$

Besar arus yang mengalir pada sisi primer dan sisi sekunder transformator pada keadaan berbeban, dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.2) dan (2.3) sebagai berikut

Besar arus line sekunder transformator pada keadaan berbeban dihitung dengan menggunakan persamaan (2.2) sebagai berikut

$$I_{Ls} = \frac{P_{out\ trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_{Ls} \cdot \cos \phi} \text{ A}$$

dengan,  $P_{out\ trafo} = P_{beban} = 60 \text{ MW}$

maka,

$$\begin{aligned}
 I_{Ls} &= \frac{60 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \times 10^3 \cdot 0,97} \text{ A} \\
 &= \frac{60 \times 10^6}{33,6 \times 10^3} \text{ A} \\
 &= 1,780 \times 10^3 \text{ A} \\
 I_{Ls} &= 1,780 \text{ kA}
 \end{aligned}$$

Besar arus line primer transformator pada keadaan berbeban dihitung dengan menggunakan persamaan (2.2) dan (2.3) sebagai berikut

$$I_{Lp} = \frac{P_{in\ trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_{Lp} \cdot \cos \phi} \text{ A}$$

$P_{in\ trafo} = P_{out\ trafo} + \text{rugi-rugi}$

$P_{in\ trafo} = P_{out\ trafo} + (P_i + P_{cu})$

$$= P_{\text{out trafo}} + ( P_i + \{ (\frac{P_{\text{beban}}}{P_{\text{out trafo}} \cdot \text{Cos } \phi})^2 \cdot P_{\text{Cu}} \} )$$

dengan,  $P_{\text{out trafo}} = P_{\text{beban}} = 60 \text{ MW}$

maka,

$$\begin{aligned} P_{\text{in trafo}} &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + \{ (\frac{60 \text{ MW}}{75 \text{ MVA} \cdot 0,97})^2 \cdot 7,2 \text{ kW} \} ) \\ &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + \{ (\frac{60 \text{ MW}}{72,75 \text{ MW}})^2 \cdot 7,2 \text{ kW} \} ) \\ &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + \{ (\frac{60.000 \text{ kW}}{72.750 \text{ kW}})^2 \cdot 7,2 \text{ kW} \} ) \\ &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + \{ ( 0,824 )^2 \cdot 7,2 \text{ kW} \} ) \\ &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + \{ 0,678 \cdot 7,2 \text{ kW} \} ) \\ &= 60 \text{ MW} + ( 2,50 \text{ kW} + 4,881 \text{ kW} ) \\ &= 60.000 \text{ kW} + 7,381 \text{ kW} \\ &= 60.007,381 \text{ kW} \end{aligned}$$

sehingga,

$$\begin{aligned} I_{Lp} &= \frac{60.007.381}{\sqrt{3} \cdot 150.000 \cdot 0,97} \text{ A} \\ &= \frac{60.007.381}{252.013} \text{ A} \\ I_{Lp} &= 0,238 \text{ kA} \end{aligned}$$

Besar arus yang mengalir pada sisi primer dan sisi sekunder transformator pada keadaan beban penuh, dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.2) dan (2.3) sebagai berikut :

Besar arus line sekunder transformator pada keadaan beban penuh dihitung menggunakan persamaan (2.2) sebagai berikut

$$\begin{aligned} I_{Ls} &= \frac{P_{\text{out trafo}}}{\sqrt{3} \cdot V_{Ls} \cdot \text{Cos } \phi} \text{ A} \\ I_{Ls} &= \frac{72,75 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \times 10^3 \cdot 0,97} \text{ A} \\ &= \frac{72,75 \times 10^6}{33,6 \times 10^3} \text{ A} \\ &= 2,165 \times 10^3 \text{ A} \\ I_{Ls} &= 2,165 \text{ kA} \end{aligned}$$

Besar arus line primer transformator pada keadaan beban penuh dihitung menggunakan persamaan (2.2) dan (2.3) sebagai berikut

$$\begin{aligned}P_{in\ trafo} &= P_{out\ trafo} + \text{rugi-rugi} \\&= (75\text{ MVA} \cdot \text{Cos } \phi) + (P_i + P_{cu}) \\&= (75\text{ MVA} \cdot 0,97) + (2,50\text{ kW} + 7,20\text{ kW}) \\&= 72,75\text{ MW} + 9,70\text{ kW} \\&= 72.750\text{ kW} + 9,70\text{ kW} \\&= 72.759,7\text{ kW}\end{aligned}$$

sehingga,

$$\begin{aligned}I_{Lp} &= \frac{P_{in\ trafo}}{\sqrt{3} \cdot V_{Lp} \cdot \text{Cos } \phi} \text{ A} \\I_{Lp} &= \frac{72.759,7 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \times 10^3 \cdot 0,97} \text{ A} \\&= \frac{72.759.700}{252.013} \text{ A} \\I_{Lp} &= 0,288\text{ kA}\end{aligned}$$

Besar luas penampang yang terdapat pada sisi primer dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.4) sebagai berikut

$$\begin{aligned}A &= \frac{I}{A} \\&= \frac{1.780.000\text{ A}}{2\text{ A/mm}^2} \\&= 890.000\text{ mm}^2\end{aligned}$$

Besar luas penampang yang terdapat pada sisi sekunder dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.4) sebagai berikut

$$\begin{aligned}s &= \frac{I}{A} \\&= \frac{1.780.000\text{ A}}{4\text{ A/mm}^2} \\&= 445.000\text{ mm}^2\end{aligned}$$

Dengan menggunakan rumus (2.10) dapat dibuktikan bahwa dengan meningkatnya nilai arus yang ada pada transformator, maka akan mempengaruhi nilai dari temperatur, yang dapat dihitung sebagai berikut

Pada minyak transformator yang masih baru

$$\theta = \frac{I_s^2 \cdot \rho \cdot t}{\alpha_s^2 \cdot g \cdot h}$$

$$181,25 \text{ } ^\circ\text{C} = \frac{I_s^2 \cdot 5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}{0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}$$

$$I_s^2 = \frac{181,25^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}{5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}$$

$$I_s = \sqrt{\frac{181,25^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}{5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}}$$

$$= \sqrt{\frac{202608500}{0,0000561}}$$

$$= \sqrt{3611559710000}$$

$$= 1.900.410,405 \text{ kA}$$

$$= 1,900 \text{ kA}$$

Pada minyak transformator yang masih aktif

$$\theta = \frac{I_s^2 \cdot \rho \cdot t}{\alpha_s^2 \cdot g \cdot h}$$

$$151,09 \text{ } ^\circ\text{C} = \frac{I_s^2 \cdot 5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}{0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}$$

$$I_s^2 = \frac{151,09^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}{5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}$$

$$I_s = \sqrt{\frac{151,09^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}}{5,61 \times 10^{-5} \Omega \cdot \text{m} \cdot \text{s}}}$$

$$= \sqrt{\frac{168894445,6}{0,0000561}}$$

$$= \sqrt{3010596170000}$$

$$= 1.735.106,962 \text{ A}$$

$$= 1,735 \text{ kA}$$

Pada minyak transformator yang sudah rusak

$$\theta = \frac{I_s^2 \cdot \rho \cdot t}{\alpha_s^2 \cdot g \cdot h}$$

$$455,71 \text{ } ^\circ\text{C} = \frac{I_s^2 \cdot 5,61 \times 10^{-5} \text{ } \Omega\text{m}\cdot\text{s}}{0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg}} ^\circ\text{C}}$$

$$I_s^2 = \frac{455,71 ^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg}} ^\circ\text{C}}{5,61 \times 10^{-5} \text{ } \Omega\text{m}\cdot\text{s}}$$

$$I_s = \sqrt{\frac{455,71 ^\circ\text{C} \cdot 0,445 \text{ m}^2 \cdot 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 314 \frac{\text{J}}{\text{kg}} ^\circ\text{C}}{5,61 \times 10^{-5} \text{ } \Omega\text{m}\cdot\text{s}}}$$

$$= \sqrt{\frac{509410866,4}{0,0000561}}$$

$$= \sqrt{9080407600000}$$

$$= 3.013.371,467 \text{ A}$$

$$= 3,013 \text{ kA}$$

Dari hasil perhitungan arus pada transformator diatas, terlihat bahwa besar arus line primer transformator pada saat keadaan berbeban sebesar 238 A dan besar arus line sekunder transformator pada saat keadaan berbeban sebesar 1.780 A. Sedangkan besar arus line primer transformator pada saat keadaan beban penuh sebesar 288 A dan besar arus line sekunder transformator pada saat keadaan beban penuh sebesar 2.165 A. Perbandingan antara transformator pada saat berbeban dan keadaan beban penuh tidak mengakibatkan adanya arus berlebih pada saat transformator bekerja dalam keadaan berbeban.

Dengan arus yang mengalir, transformator mengalami kegagalan karena adanya temperatur yang tinggi pada minyak transformator dengan hasil pengujian kandungan gas H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, CO melebihi standar yang ditetapkan. Semakin tinggi temperatur yang dihasilkan oleh minyak transformator, maka fungsi dari minyak sebagai bahan isolator akan menurun.

Kesimpulan dari analisis kenaikan temperatur diatas, semakin tinggi temperatur pada minyak transformator, maka akan mempengaruhi nilai dari arus dan kinerja transformator. Terlihat bahwa nilai arus pada transformator yang sudah rusak melebihi arus pada beban penuh yaitu sebesar 3,013 kA sehingga menyebabkan transformator mengalami kegagalan.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil pengujian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal sebagai berikut.

1. Kegagalan yang terjadi di PT Asahimas Chemical diakibatkan oleh kegagalan isolasi dimana minyak transformator yang memiliki fungsi sebagai bahan isolasi tidak menjalankan fungsinya secara benar sehingga arus elektrik mengalir melalui badan bushing yang kemudian menuju badan transformator. Arus yang tinggi tersebut membuat bushing rusak dan oli mengalir keluar.
2. Dengan arus yang mengalir, transformator dapat mengalami kegagalan karena adanya temperatur yang tinggi pada minyak transformator dengan hasil pengujian kandungan gas  $H_2$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ , CO melebihi standar yang ditetapkan. Semakin tinggi temperatur yang dihasilkan oleh minyak transformator, maka fungsi dari minyak sebagai bahan isolator akan menurun.

#### 5.2 Saran

Dalam menganalisis studi kasus transformator di PT Asahimas Chemical pada penelitian ini masih terdapat kelemahan dan kekurangan. Untuk itu terdapat saran agar kelemahan dan kekurangan dapat diminimalisir.

1. Semakin tua umur transformator, perawatannya semakin ditingkatkan. Baik dalam perawatan kondisi dan kebersihan transformator, harus diperhatikan juga kualitas minyak isolator.
2. Untuk mencegah terulangnya kerusakan transformator pada plan 1, maka intensitas perawatan transformator harus ditingkatkan dan kandungan gas yang terdapat pada minyak transformator harus diperhatikan.

## DAFTAR PUSTAKA

- Arismunandar, A., Dr., dan Kuwahara, S., Dr. 1979. *Teknik Tenaga Listrik Jilid II*, PT Pradnya Paramitha, Jakarta.
- Chumaidy Adib, *Analisis Kegagalan Minyak Isolasi Pada Transformator Daya Berbasis Kandungan Gas Terlarut*.
- Citarsa Ida Bagus Fery. 2011. *Pengaruh Sifat Kimia Terhadap Sifat Listrik Dari Minyak Isolasi Transformator*. 2 (1):41-48
- Faishal Muhammad,A.R. 2008. Makalah Seminar Kerja Praktek. *Analisa Jenis Kegagalan Transformer Berdasarkan Hasil Uji DGA dengan Metode Roger's Ratio PLTU Tambak Lorok*. Semarang : Universitas Diponegoro
- Hardityo Rahmat. 2008. *Tugas Akhir : Deteksi dan Analisis Kegagalan Transformator Dengan Metode Analisis Gas Terlarut*. Jakarta : FT UI
- Herliana Yanti. 2009. *Studi Perawatan Minyak Transformator Tenaga*. Bandung : Universitas Pendidikan Indonesia.
- <http://m-edukasi.net/online/2007/trafodanfuseps/trafo.html> (diakses 16 April 2013).
- [http://indonetnetwork.co.id/productoffers/Elektronik\\_ & Elektrik/Trafo/0/coil.html](http://indonetnetwork.co.id/productoffers/Elektronik_&_Elektrik/Trafo/0/coil.html) (diakses 16 April 2013)
- IEEE Std. C57.12.80-1978, *IEEE Standard Terminology For Power and Distribution Transformers*. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.,1978
- Kunto Wibowo Wahyu. 2008. *Analisis Karakteristik Breakdown Voltage Pada Dielektrik Minyak Shell Diala B Pada Suhu 30°C-130°C*. Semarang : Universitas Diponegoro.
- Mismail Budiono. 1995. *Rangkaian Listrik Jilid 1*. Penerbit ITB, Bandung.
- Panggabean Samuel. 2008. *Pengaruh Suhu Terhadap Kekuatan Dielektrik Berbagai Minyak Isolasi Transformator*. Medan : Universitas Sumatera Utara
- Paul Gill. 1998. *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. New York : Marcel Dekker, Inc.
- Rudy Setiabudy. 2008. *Transformator pada Sistem Transmisi Listrik*. Materi kuliah Transmisi dan Distribusi Daya Listrik, Depok.
- Sawhne, A.K. 1990. *Electrical Machine Design*. Thapar Institute of Engineering and Technology.

Suratno, 2010. Media Prospektif. *Perencanaan Sistem Monitoring Untuk Mengetahui Kualitas dan Pengaturan Pendingin Minyak Transformator*. 10 (2):60-114.  
Samarinda : Politeknik Negeri Samarinda

Tadjuddin.1998. *Kegagalan Minyak Transformator* . Edisi-12, Elektro Indonesia.

Uppal, S.L., DR. 1980. *Electrical Power*, Khanna Publisher, New Delhi.

Weedy, B.M. 1967. *Sistem Tenaga Listrik*, Aksara Persada, Shouthampton.

\_\_\_\_\_, *Transformer Maintenance: Facilities Instructions, Standard and Techniques*. Colorado :  
United States Department of The Interior Bureau of Reclamation,2000

