PENGARUH KONDISI MINYAK ISOLASI TERHADAP KEGAGALAN TRANSFORMATOR

DISUSUN OLEH:

Ricky Erlangga
5115134276

Skripsi ini ditulis sebagai persyaratan untuk memperoleh gelar

Sarjana Pendidikan (S.Pd)

PENDIDIKAN TEKNIK ELEKTRO

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS NEGERI JAKARTA

2017

HALAMAN PENGESAHAN

PENGARUH KONDISI MINYAK ISOLASI TERHADAP KEGAGALAN TRANSFORMATOR

RICKY ERLANGGA / 5115134276

PANITIA UJIAN SKRIPSI

NAMA DOSEN	TANDA TANGAN	TANGGAL
Drs. Purwanto G., MT (Ketua Penguji)	.....	23.08.2017 .....
Massus Subekti, MT (Sekretaris)	.....	.....
Imam Arif R., MT (Dosen Ahli)	.....	.....
Dr. Daryanto, MT (Dosen Pembimbing I)	.....	.....
Drs. Ir. Parjiman, MT (Dosen Pembimbing II)	.....	.....

Tanggal Lulus :

HALAMAN PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa :

1. Karya tulis skripsi saya ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademi sarjana, baik di Universitas Negeri Jakarta maupun di perguruan tinggi lain.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan dan penelitian saya sendiri dengan arahan dosen pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya atau pendapat yag telah ditulis atau dipublikasikan orang lain, kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebut nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya tulis ini, serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yng berlaku di Universitas Negeri Jakarta.

Jakarta, Juli 2017

Penyusun

METERAI TEMPEL

6000

Ricky Erlangga

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yesus Kristus karena berkat rahmat dan anugerah-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan skripsi yang b e r j u d u l õPengaruh Kondisi Minyak Isolasi Terhadap Kegagalan Transformatorò telah selesai disusun. Tidak lupa penulis sampaikan terima kasih kepada :

1. Massus Subekti, S.Pd., M.T selaku Kepala Program Pendidikan Teknik Elektro.
2. Dr. Daryanto, MT selaku Dosen Pembimbing I, yang selalu bijaksana memberikan bimbingan, mencurahkan doa, nasihat, semangat, dan kepercayaan yang sangat berarti bagi penulis.
3. Drs. Ir. Parjiman, MT. selaku Dosen Pembimbing II, yang selalu bijaksana memberikan bimbingan, nasihat, serta waktunya selama penelitian dan penulisan skripsi ini.
4. D r . M u h a m m a d , M T . s e b a g a i ô P e n a s e h a t Akademik, yang telah membimbing dan memberikan arahan selama menjadi mahasiswa Pendidikan Teknik Elektro.
5. Seluruh Dosen-Dosen Pendidikan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Negeri Jakarta.
6. Kepada keluargaku, Mama, Papa, Julius, dan Rico atas dukungan, semangat, dan doa, yang tidak pernah lelah dalam mendidik dan memberi cinta yang tulus dan ikhlas kepada penulis, serta memberi motivasi terbesar kepada penulis untuk menyelesaikan skripsi ini.
7. Kepada Sahabat ANJAY! (Aal, Ariffin, Asep, Asfan, Bayu DJ, Fadzal, Franco, Ihsan, Josua, Nugraha, Prabu, Reza, Riyan, Roby, Sandy, Wahid, Wendi, Wira)

yang senantiasa mendukung dikala suka maupun duka dan telah berjuang bersama dalam proses perkuliahan.

8. Kawan-kawan seperjuangan Pendidikan Teknik Elektro Angkatan 2013.
9. Kelompok Kecil ñKurang Besar, yang (Bang Abe bertumbuh bersama dalam doa, dan memotivasi penulis dalam penyelesaian skripsi ini.
10. Kepada Migie Pramesti Widyowati, yang memberikan doa, dukungan, dan motivasi kepada penulis dalam penyelesaian skripsi ini.
11. Kepada orang-orang yang mungkin tidak disebutkan satu per satu, penulis sangat berterima kasih untuk setiap doa, motivasi, dan perhatian yang telah diberikan.

Semoga Tuhan memberikan balasan yang berlipat ganda kepada semuanya, demi perbaikan selanjutnya, saran dan kritik yang membangun akan penulis teria dengan senang hati. Akhirnya hanya kepada Tuhan Yesus Kristus penulis serahkan segalanya, semoga skripsi ini dapat bermanfaat khususnya bagi penulis umumnya bagi kita semua.

Jakarta, 27 Juli 2017

Penyusun,

Ricky Erlangga

ABSTRAK

Ricky Erlangga. PENGARUH KONDISI MINYAK ISOLASI TERHADAP KEGAGALAN TRANSFORMATOR. Dr. Daryanto, MT, Drs. Ir. Parjiman, MT.

Tujuan penelitian ini yaitu untuk mengetahui kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator.

Metode yang digunakan ialah kuantitatif deskriptif. Subjek penelitian yang digunakan yaitu minyak transformator GIS Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru 150 kV. Teknik analisis data yang digunakan yaitu analisis deskriptif dengan teknik pengumpulan data yaitu observasi laboratorium menggunakan instrumen pengujian.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa dari pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru kondisi parameter gas metana (CH_4) merupakan parameter yang paling dominan dalam mempengaruhi kegagalan transformator. Kemudian hasil dari pengujian karakteristik minyak menunjukkan bahwa kondisi tegangan tembus, warna, dan kadar air merupakan parameter yang paling dominan dalam mempengaruhi kegagalan transformator.

Kata kunci : DGA, Karakteristik Minyak, Furan, Kondisi Minyak Isolasi, Kegagalan Transformator.

ABSTRACT

Ricky Erlangga. THE EFFECT OF INSULATING OIL ô S TOWARDS TRANSFORMER FAILING.
Dr. Daryanto, MT, Drs. Ir. Parjiman, MT

This study is aimed to investigate the e transformer failing.

This study used descriptive quantitative method. The subjects of the study were transformer oil GIS Transformer 1, Transformer 2, and Transformer 3 new rubber 150 Kv. The data was analyzed with descriptive analysis technique and was collected with laboratory observation with the instruments.

The study showed that from the test of DGA (*Dissolved Gas Analysis*) Transformer 1, Transformer 2, and Transformer 3 new rubber, the condition of Methane (CH4) is the dominant parameter which affect the transformer failing. Afterwards, the result of oil characteristic test showed that the condition of breakdown voltage, color, and liquid level are the dominant parameter which affect transformer failing.

Keywords : DGA, Oil Characteristics, Furan, Isolation Oil Conditions , Transformer Failing.

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL i
HALAMAN PENGESAHAN ii
HALAMAN PERNYATAAN iii
KATA PENGANTAR iv
ABSTRAK vi
ABSTRACT vii
DAFTAR ISI viii
DAFTAR TABEL xi
DAFTAR GAMBAR xiii
DAFTAR LAMPIRAN xv

BAB I PENDAHULUAN **1**
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Identifikasi Masalah 4
1.3 Batasan Masalah 5
1.4 Rumusan Masalah 5
1.5 Tujuan Penelitian 5
1.6 Kegunaan Penelitian 5

BAB II KERANGKA TEORITIK **7**
2.1 Landasan Teori 7
2.1.1 Transformator 7
2.1.1.1 Bagian-bagian transformator dan fungsinya 8
2.1.2 Kegagalan Transformator 12
2.1.3 Minyak Transformator 13
2.1.3.1 Jenis-jenis minyak transformator 13
2.1.3.2 Struktur kimia minyak transformator 15
2.1.4 Karakteristik minyak transformator 19
2.1.5 Gas terlarut dalam minyak transformator 22
2.1.5.1 Mekanisme pembentukan gas 23

2.1.6 Kegagalan isolasi 28
2.1.7 Pengujian Minyak Transformator 30
2.1.7.1 DGA (*Dissolved Gas Analysis*) 30
2.1.7.2 Karakteristik Minyak 38
2.1.7.3 Furan 44
2.2 Penelitian Relevan 46

BAB III METODE PENELITIAN 48
3.1 Tempat dan waktu penelitian 48
3.2 Metode Penelitian 48
3.3 Diagram Penelitian 49
3.4 Populasi dan sample 50
3.4.1 Populasi 50
3.4.2 Sampel 50
3.5 Variabel Penelitian 51
3.6 Instrumen Penelitian 51
3.6.1 Alat Pengujian 51
3.6.2 Prosedur Pengujian 55
3.6.3 Tabel Pengujian 62
3.7 Teknik Pengumpulan data 64
3.8 Teknik Analisis Data 64

BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN 65
4.1 Hasil Penelitian 65
4.1.1 Spesifikasi Trafo 65
4.1.2 Data Pengujian DGA 67
4.1.3 Data Pengujian Karakteristik Minyak 70
4.1.4 Data Pengujian Furan 72
4.1.5 Analisis Data 73
4.1.5.1 Trafo 1 Karet Baru 73
4.1.5.2 Trafo 2 Karet Baru 80
4.1.5.3 Trafo 3 Karet Baru 89

4.2 Hasil Analisis 93

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 95

5.1 Kesimpulan 95

5.2 Saran..... 97

DAFTAR PUSTAKA..... 98

LAMPIRAN..... 100

DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 2.1 Kegagalan Transformator 12
Tabel 2.2 Jenis gas yang terlarut dalam minyak isolasi 33
Tabel 2.3 Batas Konsentrasi Gas Terlarut..... 33
Tabel 2.4 Interpretasi kegagalan transformator 34
Tabel 2.5 Tabel Jenis Kegagalan menurut Analisis Key Gas 35
Tabel 2.6 Standarisasi Kualitas Minyak..... 43
Tabel 2.7 Standarisasi nilai 2FAL dengan perkiraan sisa umur isolasi kertas.. 45
Tabel 2.8 Interprestasi Nilai DP..... 46
Tabel 3.1 Data Pengujian DGA Berdasarkan TDCG..... 62
Tabel 3.2 Data Pengujian Karakteristik Minyak..... 63
Tabel 3.3 Data Pengujian Furan..... 63
Tabel 4.1 Spesifikasi Trafo 1 Karet Baru..... 65
Tabel 4.2 Spesifikasi Trafo 2 Karet Baru..... 66
Tabel 4.3 Spesifikasi Trafo 3 Karet Baru..... 66
Tabel 4.4 Data Pengujian DGA 67
Tabel 4.5 Data Pengujian Karakteristik Minyak..... 70
Tabel 4.6 Data Pengujian Furan..... 72
Tabel 4.7 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 1 Karet Baru 73
Tabel 4.8 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 1 Karet Baru 74
Tabel 4.9 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 1 Karet Baru 74
Tabel 4.10 Hasil Pengujian Gas Etilen Trafo 1 Karet Baru..... 74
Tabel 4.11 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 1 Karet Baru 75
Tabel 4.12 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 1 Karet Baru 75
Tabel 4.13 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 1 Karet Baru..... 75
Tabel 4.14 Hasil Pengujian TDCG Trafo 1 Karet Baru..... 76
Tabel 4.15 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 1 Karet Baru..... 76
Tabel 4.16 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 1 Karet Baru..... 77
Tabel 4.17 Hasil Pengujian Warna Trafo 1 Karet Baru 77
Tabel 4.18 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 1 Karet Baru..... 78
Tabel 4.19 Hasil Pengujian IFT Trafo 1 Karet Baru..... 78

Tabel 4.20 Hasil Pengujian Furan Trafo 1 Karet Baru 79
Tabel 4.21 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 2 Karet Baru 80
Tabel 4.22 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 2 Karet Baru 80
Tabel 4.23 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 2 Karet Baru 81
Tabel 4.24 Hasil Pengujian Gas Etilen Trafo 2 Karet Baru 81
Tabel 4.25 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 2 Karet Baru 81
Tabel 4.26 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 2 Karet Baru 82
Tabel 4.27 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 2 Karet Baru 82
Tabel 4.28 Hasil Pengujian TDCG Trafo 2 Karet Baru 82
Tabel 4.29 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 2 Karet Baru 83
Tabel 4.30 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 2 Karet Baru..... 83
Tabel 4.31 Hasil Pengujian Warna Trafo 2 Karet Baru 84
Tabel 4.32 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 2 Karet Baru..... 84
Tabel 4.33 Hasil Pengujian IFT Trafo 2 Karet Baru..... 85
Tabel 4.34 Hasil Pengujian Furan Trafo 2 Karet Baru 85
Tabel 4.35 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 3 Karet Baru 86
Tabel 4.36 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 3 Karet Baru 86
Tabel 4.37 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 3 Karet Baru 87
Tabel 4.38 Hasil Pengujian Gas Etilen Trafo 3 Karet Baru 87
Tabel 4.39 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 3 Karet Baru 88
Tabel 4.40 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 3 Karet Baru 88
Tabel 4.41 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 3 Karet Baru 89
Tabel 4.42 Hasil Pengujian TDCG Trafo 3 Karet Baru 89
Tabel 4.43 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 3 Karet Baru 90
Tabel 4.44 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 3 Karet Baru..... 90
Tabel 4.45 Hasil Pengujian Warna Trafo 3 Karet Baru 90
Tabel 4.46 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 3 Karet Baru..... 91
Tabel 4.47 Hasil Pengujian IFT Trafo 3 Karet Baru..... 91
Tabel 4.48 Hasil Pengujian Furan Trafo 2 Karet Baru 92

DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 2.1 Arus bolak balik mengelilingi inti besi 7
Gambar 2.2 Inti Besi 8
Gambar 2.3 Belitan Transformator 9
Gambar 2.4 *Bushing* 9
Gambar 2.5 Kertas isolasi pada *bushing* 10
Gambar 2.6 Konservator 11
Gambar 2.7 Silica Gel 12
Gambar 2.8 Rumus kimia dan molekul minyak transformator 15
Gambar 2.9 Struktur kimia gas terlarut dalam minyak transformator 22
Gambar 2.10 Pembentukan Skema Gas 24
Gambar 2.11 Pembentukan gas Hidrogen 25
Gambar 2.12 Pembentukan gas Metana 25
Gambar 2.13 Pembentukan gas Etana 25
Gambar 2.14 Pembentukan gas Etilen 26
Gambar 2.15 Pembentukan gas Asitilen 26
Gambar 2.16 Pembentukan 5H2F 27
Gambar 2.17 Pembentukan 2FOL 27
Gambar 2.18 Pembentukan 2FAL 28
Gambar 2.19 Pembentukan 2ACF 28
Gambar 2.20 Pembentukan 5M2F 28
Gambar 2.21 Alat Uji *Dissolved Gas Analysis* 31
Gambar 2.22 Skema *chromatography* 32
Gambar 2.23 Grafik Key Gas 38
Gambar 2.24 Alat Pengujian kadar air 39
Gambar 2.25 Alat Pengujian tegangan antar-muka 42
Gambar 2.26 Hubungan kadar asam dengan IFT 42
Gambar 2.27 Alat uji warna minyak 43
Gambar 3.1 Diagram Penelitian 49
Gambar 3.2 Gas Chomatography 52
Gambar 3.3 Metrohm 702 52

Gambar 3.4 Metrohm 831 53
Gambar 3.5 Kruss Tensiometer K9 53
Gambar 3.6 PFX 195 54
Gambar 3.7 DPA 75 C 54
Gambar 3.8 Liquid Chomatography 55
Gambar 3.9 Diagram Kerja Gas Chomatograph 56

DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran 1 Labsheet Pengujian *Dissolved Gas Analysis* (DGA)..... 101
Lampiran 2 Labsheet Pengujian Karakteristik Minyak 105
Lampiran 3 Labsheet Pengujian Furan 109
Lampiran 4 Surat-surat..... 113

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Transformator adalah suatu peralatan tenaga listrik yang berfungsi untuk mengalirkan energi listrik dari suatu nilai tegangan ke nilai tegangan lainnya melalui aksi medan magnet (PLN, 2014:1). Transformator memiliki dua buah isolasi, yaitu isolasi padat dan isolasi cair. Isolasi padat atau kertas isolasi mempunyai fungsi sebagai pelindung pada inti besi, sedangkan isolasi cair atau minyak transformator berfungsi sebagai isolasi sekaligus pendingin pada transformator (Kadir, 1981:112).

Transformator merupakan peralatan listrik yang penting dalam saluran transmisi dan distribusi listrik, namun terkadang masih kurangnya perawatan dan perhatian yang diberikan pada transformator. Pemasalahan yang umum pada operasional transformator adalah timbulnya kegagalan, baik kerusakan mekanis maupun kegagalan elektris. Apabila transformator terus-menerus mengalami kegagalan maka transformator akan mengalami kerusakan, dan bisa menyebabkan penggantian transformator (IEEE, 1991:25). Penggantian transformator untuk meningkatkan keandalan sistem secara ekonomis bukan pilihan yang tepat, karena transformator merupakan aset yang mahal.

Salah satu penyebab utama munculnya kegagalan pada transformator adalah panas yang berlebihan. Transformator memerlukan sistem pendingin untuk mengontrol panas yang timbul. Bila energi panas tidak disalurkan maka bisa mengakibatkan baik besi maupun tembaga akan mencapai suhu yang tinggi, dan bisa merusak sistem isolasinya (Kadir, 2010:103). Oleh karena itu, minyak

transformator mempunyai peranan yang penting, selain menjadi isolasi, minyak transformator harus dapat mendinginkan transformator agar tidak terjadi kegagalan pada transformator.

Pendeteksian kegagalan transformator perlu dilakukan secara rutin agar transformator bisa bekerja sesuai dengan masa pemakaian maksimumnya. Salah satu pendeteksian kandungan gas pada minyak transformator merupakan hal pertama untuk mengindikasikan ketidaknormalan pada transformator (IEEE, 2008:1). Dengan melakukan pengujian komposisi kandungan gas yang terdapat dalam minyak transformator maka bisa didapatkan kerusakan pada transformator. Gas-gas dalam minyak transformator muncul ketika minyak transformator bekerja sebagai isolasi dan bereaksi dengan pemanasan yang berlebih, sehingga molekul minyak transformator pecah dan menjadi gas-gas tertentu sesuai dengan suhu pemanasannya.

Perawatan rutin sebuah transformator merupakan salah satu cara untuk tetap menjaga transformator dari sebuah kegagalan, selain perawatan rutin, pengujian pada minyak isolasi merupakan cara lain untuk menjaga keandalan transformator. Terdapat tiga pengujian minyak isolasi, yakni ; pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*), pengujian karakteristik minyak, pengujian Furan. pengujian DGA merupakan pengujian yang dilakukan untuk menguji keadaan minyak isolasi dengan mengambil sampel minyak isolasi dari unit transformator untuk mengetahui jenis-jenis gas yang terlarut dalam minyak isolasi transformator (PLN, 2014:22). Pengujian karakteristik minyak merupakan pengujian yang dilakukan untuk menguji kualitas minyak dengan mengetahui kondisi warna, *breakdown voltage*, kandungan air, keasaman, faktor disipasi dielektrik, resistivitas, kandungan

inhibitor, sendimen dan *sludge*, tegangan antar muka minyak, korosif sulfur, titik nyala api, dan PCB (PLN, 2014:26). Pengujian Furan merupakan metode yang dilakukan untuk menguji seberapa besar tingkat fural yang terkandung dalam minyak isolasi akibat dekomposisi kertas isolasi (PLN, 2014:34).

Menurut Faishal (2011), kegagalan transformator disebabkan oleh kegagalan isolasi baik dari kertas ataupun minyak dengan menggunakan aplikasi analisis DGA bahwa terdapat kegagalan gas terlarut yang terbentuk akibat kegagalan thermal > 700°C, dan dapat melibatkan kegagalan isolasi kertas. Menurut Iryanto (2010), kualitas minyak dapat ditentukan berdasarkan kondisi minyak isolasi diantaranya warna minyak, kandungan gas terlarut, dan tegangan tembus. Kandungan gas-gas terlarut dalam minyak isolasi bisa mengakibatkan kerusakan sistem isolasi transformator. Menurut Aziz (2012), gas-gas terlarut dalam minyak transformator yang mudah terbakar adalah asetilena, etilena, etana, dan metana. Gas-gas tersebut dapat menyebabkan suhu pada transformator menjadi panas jika dilihat melalui kamera thermal.

Menurut Hernanda (2014), melihat dari indeks kesehatan transformator, terdapat beberapa jenis kemungkinan kegagalan pada transformator, yaitu: dekomposisi kertas isolasi (*selulosa*), dekomposisi minyak, *partial discharge*, *arching*, tegangan tembus, kelembaban, korosi, endapan dan penuaan pada kertas isolasi. Kegagalan yang terjadi dapat bervariasi dari kombinasi kegagalan yang terjadi. Menurut Solikhudin (2010), minyak transformator mengalami oksidasi disebabkan oleh tingginya kadar asam, rendahnya tegangan antar permukaan (*interfacial tension*), dan warna minyak. Proses pemburukan isolasi kertas dapat disebabkan oleh asam yang dihasilkan dari minyak yang teroksidasi.

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan, metode yang digunakan untuk meneliti kondisi minyak transformator terhadap kegagalan transformator cukup banyak. Metode yang sudah digunakan ialah melihat dari gas yang terlarut dalam minyak, melihat dari kualitas minyak, dan melihat dari indeks kesehatan transformator. Kemudian peneliti tertari Kondisi Minyak Isolasi terhadap Kegagala pengujian furan, karakteristik minyak dan DGA.

1.2. Identifikasi Masalah

Berdasarkan latar belakang masalah diatas maka dapat diidentifikasikan masalah-masalah sebagai berikut :

1) Bagaimana cara mengetahui kondisi minyak transformator dari transformator daya?
2) Adakah pengaruh gas-gas terlarut yang terkandung dalam minyak transformator dalam mempengaruhi kegagalan transformator daya?
3) Bagaimana pengujian furan dalam mendeteksi kandungan gas yang terlarut dalam minyak transformator?
4) Bagaimana pengujian DGA dan karakteristik minyak dapat menjadi dukungan dalam pengujian furan?
5) Bagaimana hasil dari pengujian DGA, karakeristik minyak, dan furan dalam memprediksi kegagalan yang terjadi akibat kandungan gas dalam minyak transformator?
6) Apakah ada kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator?

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Objek yang akan dianalisis merupakan Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 GIS Karet Baru di PLN APP (Area Pelaksana Pemeliharaan) Pulogadung.
2. Minyak transformator yang akan diteliti adalah *use oil mineral*.
3. Penelitian ini hanya membahas analisis DGA, Karakteristik minyak, dan furan dengan peralatan pengujian.
4. Data dan sampel minyak yang digunakan pada penelitian ini diperoleh dari hasil pengujian yang dilakukan di PLN APP Cawang.

1.4. Rumusan Masalah

Dari masalah yang telah diidentifikasi sebelumnya, maka perumusan masalah penelitian ini adalah : Apakah ada kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator?

1.5. Tujuan Penelitian

Berdasarkan perumusan masalah, maka dapat disusun tujuan penelitian untuk mengetahui kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator..

1.6. Kegunaan Penelitian

1) Bila dilihat dari sudut pandang keilmuan, penelitian ini bermanfaat sebagai bahan ajar materi di perguruan tinggi, khususnya untuk mata kuliah Transformator.
2) Diharapkan dapat memberikan tindakan preventif untuk mencegah terjadinya gangguan pada transformator dan diharapkan dapat mencegah dan mengurangi kegagalan transformator yang diakibatkan dari kualitas minyak dan kandungan

minyak transformator oleh gas-gas lain. Dengan melakukan analisa kegagalan transformator daya berdasarkan hasil uji DGA, karakteristik minyak, dan furan.

3) Mengetahui kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator.

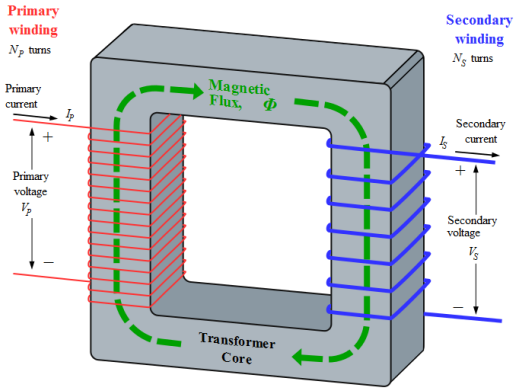
BAB II

KERANGKA TEORITIK, KERANGKA BERFIKIR

2.1. Landasan Teori

2.1.1. Transformator

Transformator adalah suatu alat untuk memindahkan daya listrik arus bolak balik dari suatu rangkaian ke rangkaian lainnya secara induksi elektromagnetik (Sumanto, 1996:1). Transformator menggunakan prinsip hukum induksi Faraday dan hukum Lorentz dalam menyalurkan daya, dimana arus bolak balik yang mengalir mengelilingi suatu inti besi maka inti besi itu akan berubah menjadi magnet dan apabila magnet tersebut dikelilingi oleh suatu belitan maka pada kedua ujung belitan tersebut akan terjadi beda potensial (Kadir, 1981:1). Arus yang mengalir pada belitan primer akan menginduksi inti besi transformator sehingga didalam inti besi akan mengalir fluks magnet dan fluks magnet ini akan menginduksi belitan sekunder sehingga pada ujung belitan sekunder akan terdapat beda potensial. (Gambar 2.1) .



Gambar 2.1 Arus bolak balik mengelilingi inti besi
(*Sumber* : PLN, 2014)

2.1.1.1. Bagian-bagian Transformator dan Fungsinya

Transformator memiliki beberapa komponen penting untuk dapat beroperasi. Komponen penting tersebut antara lain sebagai berikut:

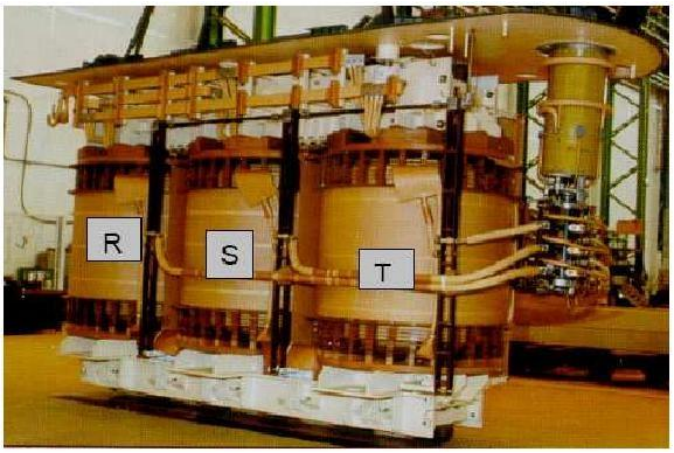
a. *Electromagnetic Circuit* (Inti Besi)

Inti besi digunakan sebagai media jalannya fluks yang timbul akibat induksi arus bolak-balik pada kumparan yang mengelilingi inti besi sehingga dapat menginduksi kembali ke kumparan yang lain. Dibentuk dari lempengan-lempengan besi tipis berisolasi yang disusun sedemikian rupa (Gambar 2.2) (PLN, 2014:2).

Gambar 2.2 Inti Besi
(*Sumber* : PLN, 2014)

b. *Current Carying Circuit (Winding)*

Belitan terdiri dari batang tembaga berisolasi yang mengelilingi inti besi, dimana saat arus bolak balik mengalir pada belitan tembaga tersebut, inti besi akan terinduksi dan menimbulkan fluks magnetik (Gambar 2.3) (PLN, 2014:2).



Gambar 2.3 Belitan Transformator
(*Sumber* : PLN, 2014)

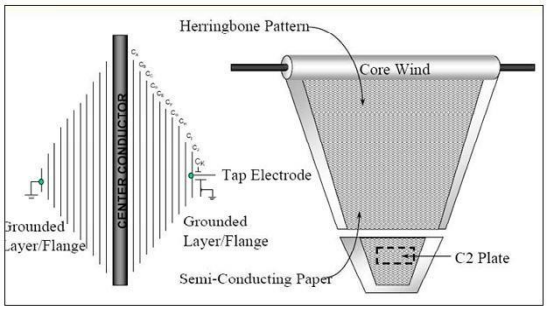
c. *Bushing*

Bushing merupakan sarana penghubung antara belitan dengan jaringan luar. *Bushing* terdiri dari sebuah konduktor yang diselubungi oleh isolator. Isolator tersebut berfungsi sebagai penyekat antara konduktor bushing dengan *body maintank* transformator (Gambar 2.4) (PLN, 2014:3).

Gambar 2.4 *Bushing*
(*Sumber* : PLN, 2014)

Secara garis besar *bushing* dapat dibagi menjadi empat bagian utama yaitu isolasi, konduktor, klem koneksi, dan aksesoris. Isolasi pada bushing terdiri dari dua jenis yaitu *oil impregnated paper* dan *resin impregnated paper*. Pada tipe *oil impregnated paper* isolasi yang digunakan adalah kertas isolasi dan minyak isolasi

sedangkan pada tipe resin *impregnated pape* isolasi yang digunakan adalah kertas isolasi dan resin (Gambar 2.5).



Gambar 2.5 Kertas isolasi pada *bushing*
(*Sumber* : PLN, 2014)

Terdapat jenis-jenis konduktor pada *bushing* yaitu *hollow conductor* dimana dapat besi pengikat atau penegang di tengah lubang konduktor utama, konduktor pejal, dan *flexible lead*. Klem koneksi merupakan sarana pengikat antara *stud bushing* dengan konduktor penghantar diluar *bushing*. Aksesoris *bushing* terdiri dari indikasi minyak, *seal* atau gasket, dan tap pengujian. Seal atau gasket pada *bushing* terletak di bagian bawah *mounting flange* (PLN, 2014:5).

d. Pendingin

Suhu pada transformator yang sedang beroperasi akan dipengaruhi oleh kualitas tegangan jaringan, losses pada transformator itu sendiri dan suhu lingkungan. Suhu operasi yang tinggi akan mengakibatkan rusaknya isolasi kertas pada transformator. Oleh karena itu, pendinginan yang efektif sangat diperlukan. Minyak isolasi transformator selain merupakan media isolasi juga berfungsi sebagai pendingin. Pada saat minyak bersirkulasi, panas yang berasal dari beliatan akan dibawa oleh minyak sesuai jalur sirkulasinya dan akan didinginkan pada sirip-sirip radiator. Adapun proses pendinginan ini dapat dibantu oleh adanya kipas dan pompa sirkulasi guna meningkatkan efisiensi pendinginan (PLN, 2014:7).

e. Konservator (*Oil preservation & expansion*)

Saat terjadi kenaikan suhu operasi pada transformator, minyak isolasi akan memuai sehingga volumenya bertambah. Sebaliknya saat terjadi penurunan suhu operasi, maka minyak akan menyusut dan volume minyak akan turun. Konservator digunakan untuk menampung minyak pada saat transformator mengalamui kenaikan suhu (Gambar 2.6) (PLN, 2014:8).

Gambar 2.6 Konservator
(*Sumber* : PLN, 2014)

Seiring dengan naik turunnya volume minyak dikonservator akibat pemuaian dan penyusutan minyak, volume udara didalam konservator akan bertambah dan berkurang. Penambahan atau pembuangan udara didalam konservator akan berhubungan dengan udara luar. Agar minyak isolasi transformator tidak terkontaminasi oleh kelembaban dan oksigen dari luar, maka udara yang akan masuk kedalam konservator akan difilter melalui *silicagel* (Gambar 2.7) (PLN, 2014:9).

Gambar 2.7 Silica gel
(*Sumber* : PLN, 2014)

f. Dielektris (Minyak isolasi transformator & isolasi kertas)

Minyak isolasi pada transformator berfungsi sebagai media isolasi, pendingin, dan pelindung belitan dari oksidasi. Minyak isolasi transformator merupakan minyak mineral yang secara umum terbagi menjadi tiga jenis, yaitu parafinik, napthanik dan aromatik. Antara ketiga jenis minyak dasar tersebut tidak boleh dilakukan pencampuran karena memiliki sifat fisik maupun kimia yang berbeda (PLN, 2014:10).

2.1.2. Kegagalan Transformator

Kegagalan transformator dapat disebabkan oleh penyebab dan kondisi yang berbeda. Kegagalan transformator dikatagorikan sebagai kegagalan listrik, mekanik, atau thermal. Penyebab kegagalan dapat bersifat internal maupun eksternal. Selain kegagalan dalam *main tank*, kegagalan dapat juga terjadi di bushing, di dalam *tap changer*, atau di aksesoris transformator (Aidtyawan, 2012). Umumnya, kegagalan transformator dijelaskan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Kegagalan Transformator

Kegagalan	Penyebab
Dekomposisi Minyak	Tingginya TDCG
Oil degradation	Warna minyak yang keruh

Tabel 2.1 (Lanjutan)

Electric Stress	Turunnya nilai tegangan tembus
Ageing tendency of liquid and solid insulation	Kandungan air yang tinggi
Degradation of cellulosic	Kandungan asam yang tinggi
Corrosion of metal parts	

Sumber : IEEE C.57-104.2008 dan IEC 60422

2.1.3. Minyak Transformator

Bahan isolasi pada peralatan tegangan tinggi dari bahan isolasi padat, gas, dan cair, dimana bahan-bahan isolasi ini memiliki kekuatan dielektrik yang lebih tinggi dibandingkan dengan kekuatan dielektrik udara. Minyak isolasi merupakan salah satu bahan dielektrik yang mempunyai peranan penting dalam sistem kelistrikan bidang peralatan tegangan tinggi khususnya sebagai bahan isolasi. Selain berfungsi sebagai isolasi, minyak juga berfungsi sebagai pendingin dalam sebuah transformator (Kadir, 1981: 112).

2.1.3.1. Jenis ï Jenis Minyak Transformator

Berdasarkan bahan pembuatnya, minyak isolasi terdiri dari dua jenis, yaitu minyak isolasi yang berasal dari olahan minyak bumi dan minyak isolasi berasal dari tumbuh-tumbuhan atau disebut minyak nabati (minyak organik). Minyak isolasi yang sering digunakan adalah minyak olahan dari minyak bumi yang terdiri dari minyak isolasi mineral dan minyak sintesis (Panggabean, 2008).

a) Minyak Isolasi Mineral

Minyak transformator mineral adalah minyak yang berbahan dasar dari pengolahan minyak bumi yaitu antara fraksi minyak diesel dan turbin yang

mempunyai struktur kimia yang sangat kompleks. Minyak isolasi hasil distilasi ini masih harus dimodifikasi agar tahanan isolasinya tinggi, stabilitas panasnya baik, serta memenuhi syarat-syarat teknis lainnya. Minyak isolasi ini juga berfungsi sebagai bahan dielektrik dan bahan pendingin (penyerap panas). Selain pada transformator daya, minyak isolasi ini juga banyak digunakan pada pemutus tenaga (CB) dan kapasitor (Bastian, 2009:6).

b) Minyak Isolasi Sintesis

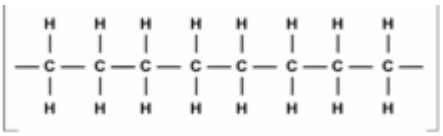
Minyak isolasi sintesis adalah minyak isolasi yang diolah dengan proses kimia yang tepat untuk mendapatkan karakteristik yang bila dibandingkan dengan minyak isolasi bahan mineral. Minyak jenis ini mempunyai sifat lebih menguntungkan antara lain tidak mudah terbaka dan tidak mudah teroksidasi. Namun beracun dan dapat melukai kulit. Penggunaan minyak isolasi mineral masih mengalami keterbatasan, karena sifatnya yang mudah beroksidasi dengan udara, mengalami pemburukan yang cepat dan sifat kimia dapat berubah akibat kenaikan temperatur yang terjadi akibat pemadaman busur api atau saat peralatan beroperasi (Hardityo, 2008). Sifat minyak isolasi sintesis bila dibandingkan dengan minyak isolasi bahan mineral adalah:

1. Kekuatan dielektriknya di atas 40 kV
2. Harganya lebih murah
3. Berat jenisnya 1,56 dan jika bercampur dengan air, minyak isolasi sintesis berada dibawah permukaan air sehingga mempermudah dalam proses pemisahan dan pemurnian kadar air dalam minyak.
4. Untuk kondisi pemakaian pemakaian yang sama dengan minyak mineral, uap lembab akan menyebabkan oksidasi yang lebih pada minyak isolasi sintesis

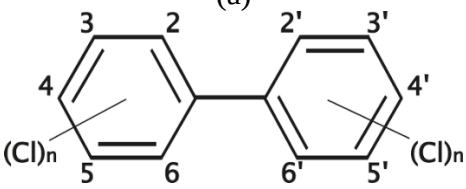
dan penurunan dielektrik yang lebih cepat dibandingkan dengan minyak isolasi mineral tetapi karena umurnya panjang dan sifat pendinginnya lebih baik maka pada beberapa pemakaian minyak isolasi sintesis banyak digunakan.

2.1.3.2. Struktur Kimia Minyak Transformator

Minyak yang digunakan untuk isolasi pada transformator biasanya minyak mineral (*liquid petrolatum*) hasil destilasi dari minyak bumi (Gambar 2.8) (Solikhudin, 2010).



(a)



(b)

Gambar 2.8 a) Rumus kimia minyak transformator, b) Rumus molekul
(*Sumber* : Solikhudin, 2010)

Pada kondisi normal (t = 25°C, p = 1 atm)

¶ CH_4 ï C_4H_{10} = gas

¶ C_5H_{12} ï $C_{17}H_{36}$ = cair

¶ $C_{18}H_{38}$ - é é . = padat

Pada dasarnya minyak transformator terusun atas senyawa-senyawa hidrokarbon dan non-hidrokarbon. Formula umum dari minyak transformator adalah C_nH_{2n+2}, dengan n bernilai antara 20 s.d 40 (Koesoemadinata, 1980:24).

1. Senyawa Hidrokarbon

Senyawa Hidrokarbon adalah senyawa kimia yang terdiri atas unsur-unsur hidrogen (H) dan karbon (C). senyawa hidrokarbon merukapakan bagian terbesar

dari minyak. Senyawa ini dapat dibagi menjadi tiga kelompok besar, yaitu senyawa *parifin*, senyawa *napthena*, dan senyawa atomatik (Koesoemadinata, 1980:24).

a. Senyawa *Parafin*

Parafin adalah senyawa hidrokarbon jenuh yang merupakan rantai karbon lurus atau bercabang. Dalam kimia organik dikenal sebagai senyawa dengan rantai terbuka atau senyawa *alifatis* (Koesoemadinata, 1980:26).

b. Senyawa *Napthena*

Senyawa *napthena* digolongkan sebagai senyawa hidrokarbon yang mempunyai rantai tertutup atau struktur berbentuk cincin. Senyawa ini dikenal pula sebagai senyawa *alisisklis*. Masing-masing cicin dapat berisi lima atau enam atom karbon. Senyawa *napthena* dapat berupa *monosiklik*, *disiklik*, dan seterusnya tergantung pada jumlah cincin yang dimilikinya. Pada masing-masing cincin pula terhubung satu atau lebih rantai lurus atau rantai bercabang (Koesoemadinata, 1980:26).

c. Senyawa *Aromatik*

Senyawa *aromatik* memiliki satu atau lebih cincin aromatic yang dapat bergabung dengan cincin *alisiklik*. Beberapa senyawa *aromatik* berfungsi sebagai penghambat oksidasi (*inhibitor*) dan penjaga kestabilan. Jika jumlahnya terlalu banyak akan bersifat merugikan yaitu berkurangnya kekuatan dielektrik, serta berkurangnya sifat pelarutan minyak terhadap isolasi padat di dalamnya (Koesoemadinata, 1980:27).

2. Senyawa Non-Hidrokarbon

Senyawa non-hidrokarbon yang terdapat dalam minyak transformator adalah substansi *asphalt* atau *ter*, senyawa organic yang mengandung belerang dan

nitrogen, asam *napthen, ester,* alcohol dan senyawa organometalik (Koesoemadinata, 1980:29).

a. *Ter*

Senyawa *ter* sebagian besar akan hilang selama proses pemurnian minyak isolasi. Pada minyak hasil pemurnian ini hanya *ter* dengan konsentrasi rendah yaitu 2-2,5% berat. Walaupun jumlahnya sangat sedikit, beberapa jenis senyawa ini mempunyai pengaruh pada sifat kerja minyak transformator. Senyawa ini memberikan warna yang khas pada minyak, dan dapat mempercepat oksidasi. *Ter* dapat diklasifiikasikan sebagai berikut:

- *Ter* netral, senyawa yang larut dalam minyak eter yang berwujud cair atau semi cair dengan massa jenis sekitar satu.
- *Asphaltena*, substansi padat yang tidak larut dalam minyak eter tetapi larut dalam *benzene*, senyawa *benzene* seri, kloroform dan karbon disulfida.
- *Karbena*, substansi yang tidak larut dalam pelarut konvensional tetapi dapat larut sebagian dalam *priding* dan karbon disulfida (Koesoemadinata, 1980:30).

b. Senyawa Sulfur (Belerang)

Senyawa sulfur selalu terdapat pada semua minyak mentah, jumlahnya bervariasi mulai lebih kecil dari 1% sampai dengan 20% berat. Senyawa ini mempunyai pengaruh pada sifat-sifat minyak dan turut menentukan proses yang diperlukan untuk mengeolah minyak. Bagian dari hasil penyulingan minyak yang mempunyai titik didih rendah hamper semua senyawa sulfur terdapat didalamnya, tetapi untuk hasil penyulingan yang mempunyai titik didih diatas 200°C kebanyakan mengandung senyawa sulfur dengan struktur siklis.

Beberapa senyawa belerang yang terdapat di dalam minyak bersifat korosif dan tidak stabil. Oleh karena itu dalam proses destilasi minyak diusahdakan untuk menghilangkan atau menekan jumlah senyawa belerang agar korosi dapat dicegah atau dikurangi (Koesoemadinata, 1980:30).

c. Senyawa Nitrogen

Jumlah senyawa nitrogen yang terkandung dalam mnyak cukup kecil, yaitu kurang dari 0,8%. Walaupun senyawa ini sangat sedikit terdapat dalam minyak, senyawa ini memegang peranan yang sangat penting pada proses oksidasi yang bersifat katalis sehingga kehadirannya tidak diharapkan (Koesoemadinata, 1980:30).

d. Asam *Napthena* dan senyawa yang mengandung oksigen

Asam *napthena* juga terdapat dalam minyak bumi dalam jumlah cukup besar. Sebagian besar diantaranya terbuang selama proses permunian minyak sehingga jumlahnya tinggal sedikit sekali sekitar 0,02%. Disamping asam-asam *napthena*, minyak juga mengandung asam-asam dari senyawa *alifatik* dan *aromatic* dalam jumlah yang kecil sekali, selain itu masih terdapat pula senyawa *ester*, alcohol, *keton*, dan *peroksida* (Koesoemadinata, 1980:30).

e. Senyawa yang mengandung logam

Isolasi cair dapat mengandung garam-garam dati asam organic dan senyawa metal kompleks. Minyak juga mengandung logam, besi, tembaga, aluminium, titanium, kalsium, molibdeum, timah, magnesium, krom, dan perak walaupun dalam jumlah yang sangat sedikit (Koesoemadinata, 1980:31).

2.1.4. Karakteristik Minyak Transformator

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:

a. Kejernihan penampilan (Warna)

Warna minyak yang baik adalah warna yang jernih dan bersih, seperti air murni. Selama transformator dioperasikan, minyak isolator akan melarutkan suspense atau endapan (*sludge*). Semakin banyak endapan yang terlarut, maka warna minyak akan semakin gelap (Hardityo, 2008:9).

b. Viskositas kinematic

Viskositas kinematic merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinu dan merata tanpa adanya gesekan dan gaya-gaya lain. Sebagai media pendingin, nilai viskositas memegang peranan penting dalam pendinginan. Sebagai factor penting dalam aliran konveksi untuk memindahkan panas. Makin rendah viskositas, semakin bagus pula konduktivitas termalnya sehingga makin bagus kualitas dari minyak trafo tersebut (Hardityo, 2008:10).

c. Massa Jenis (*Density*)

Massa jenis merupakan perbandingan massa suatu volume cairan pada temperatur 15,56^{o}C dengan massa air pada volume dan temperatur yang sama. Massa jenis minyak trafo harus lebih rendah daripada air (Hardityo, 2008:10).

d. Titik nyala

Titik nyala menunjukkan bahwa minyak trafo dapat dipanaskan sampai temperatur tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Makin tinggi titik nyala semakin baik (Hardityo, 2008:10).

e. Titik tuang

Titik tuang merupakan temperatur terendah saat minyak masih akan terus mengalir saat didinginkan pada temperatur dibawah temperatur normal. Minyak isolasi diharapkan memiliki titik tuang yang serendah mungkin (Hardityo, 2008:10).

f. Angka kenetralan

Angka kenetralan merupakan angka yang menunjukkan penyusun asam minyak isolasi dan dapat mendeteksi kontaminasi minyak, menunjukkan kecenderungan perubahan kimia, cacat atau indikasi perubahan kimia dalam bahan tambahan (*addictive*). Angka kenetralan merupakan petunjuk umum untuk menentukan apakah minyak sudah harus diganti atau harus diolah (Hardityo, 2008:10).

g. Stabilitas/kemantapan oksidasi

Proses oksidasi menyebabkan bertambahnya kecenderungan minyak unuk 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. Minyak isolasi diharapkan memiliki stabilitas oksidasi yang tinggi dan kemampuan pelarutan yang rendah sehingga meminimalisir presentase terjadinya oksidasi (Hardityo, 2008:10).

h. Kandungan air

Adanya air dalam minyak isolator akan menurunkan tegangan tembus dan tahanan jenis minyak isolasi, serta memacu munculnya *hotspot* sehingga nantinya akn mempercepat kerusakan isolator kertas (kertas dan kayu). Sebagai tambahan, pemanasan yang berlebihan pada transformator akan menyebabkan isolasi kertas

pada belitan akan membusuk dan menurunkan umur isolator. Pemecahan molekul serat kertas akan melepaskan sejumlah atom hidrogen dan oksigen bebas yang nantinya akan membentuk air (H_2O). Naiknya temperatur lebih lanjut akan menyebabkan air bergerak dari isolasi kertas menuju minyak dan menurunkan tegangan tembus minyak. Minyak isolasi diharapkan memiliki kandungan air serendah mungkin (Hardityo, 2008:11).

i. Tegangan tembus

Tegangan tembus menunjukkan kemampuan untuk menahan *electric stress*. Kandungan air bebas dan partikel-partikel konduktif dapat menaikkan tingkat *electric stress* dan menurunkan nilai tegangan tembus. Minyak isolasi diharapkan memiliki nilai tegangan tembus yang tinggi (Hardityo, 2008:11).

j. Faktor kebocoran dielektrik

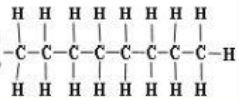
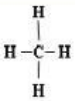
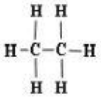
Dielectric Disspation Factor (DDF) merupakan ukuran dari *dielectric losses* minyak. Tingginya nilai DDF menunjukkan adanya kontaminasi atau hasil kerusakan misalnya air, hasil oksidasi, logam alkali, koloid bermuatan, dan sebagainya. DDF berhubungan langsung dengan tahanan jenis, sehingga tingginya nilai DDF secara langsung menunjukkan rendahnya tahanan jenis minyak (Hardityo, 2008:11).

k. Tahanan jenis

Tahanan jenis yang rendah menunjukkan adanya pengotor yang bersifat konduktif. Suatu cairan dapat digolongkan sebagai isolator cair bila tahanan jenisnya lebih besar dari 10^9 W-m (Hardityo, 2008:11).

2.1.5. Gas terlarut dalam Minyak Transformator

Minyak transformator merupakan campuran kompleks dari molekul-molekul hidrokarbon, dalam bentuk *linear* atau *siklis*, uang mengandung kelompok molekul CH_3, CH_2, dan CH yang terikat. Pemecahan beberapa ikatan antara unsur C-H dan C-C sebagai hasil dari kegagalan termal ataupun elektris akan menghasilkan fragmen-fragmen ion seperti H, CH_3, CH_2, CH, atau C, yang nantinya akan berekombinasi dan menghasilkan molekul-molekul gas seperti hidrogen (H-H), metana (CH_3-H), etana (CH_3-CH_3), etilen (CH_2=CH_2) ataupun asitilen (CH=CH). Gas-gas ini dikenal dengan istilah *fault gas*, struktur kimia dapat dilihat pada Gambar 2.9 (Faishal, 2011).

Mineral Oil		C_nH_{2n+2}	Ethylene		C_2H_4
Hydrogen	H−H	H_2	Acetylene		C_2H_2
Methane		CH_4	Carbon Dioxide	O=C=O	CO_2
			Carbon Monoxide	C≡O	CO
Ethane		C_2H_6	Oxygen	O=O	O_2
			Nitrogen	N≡N	N_2

Gambar 2.9 Struktur kimia gas terlarut dalam minyak transformator
(*Sumber* : Faishal, 2011)

Semakin banyak jumlah ikatan karbon (ikatan tunggal, ganda, rangkap tiga) maka semakin banyak pula energi yang dibutuhkan untuk menghasilkannya. Hidrogen (H_2), metana (CH_4) dan etana (C_2H_6) terbentuk oleh fenomena kegagalan dengan tingkat energi yang rendah, seperti *partial discharge* atau *corona*. Etilen (C_2H_4) terbentuk oleh pemanasan minyak pada temperature menegah, dan asitilen (C_2H_2) terbentuk pada temperature yang sangat tinggi (Hardityo, 2008:13).

2.1.5.1. Mekanisme Pembentukan gas

Pembentukan gas dalam minyak transformator memiliki empat macam mekanisme. Mekanisme tersebut, yaitu:

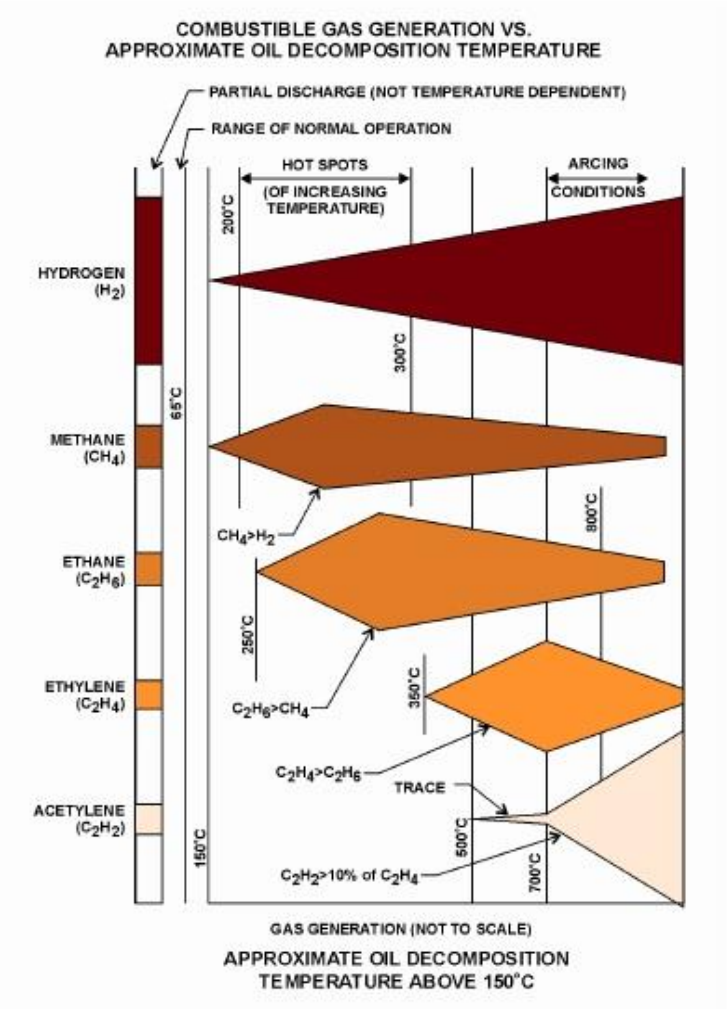
a. Pembentukan gas akibat dekomposisi minyak

Pembentukan gas akibat dekomposisi minyak bisa terjadi dalam kondisi tekanan termal dan elektrik. Molekul hidrokarbon minyak mineral dapat terpecah dan membentuk hidrogen aktif dan potongan-potongan hidrokarbon. Potongan hidrokarbon ini dapat berkombinasi satu sama lain membentuk gas, seperti hidrogen (H_2), metana (CH_4), etana (C_2H_6), etilen (C_2H_4), asetilen (C_2H_2). Gas-gas tersebut terbentuk larut dalam minyak dan terakumulasi sebagai gas bebas jika pembentukannya dalam jumlah besar dan waktu yang cepat.

Banyaknya setiap gas tergantung dari temperatur pada *stressed point* di sekitarnya. Hubungan antara temperatur *fault* dan karakteritik *gassing* dimodelkan secara termodinamik oleh *Halstead*, dengan asumsi seluruh hidrokarbon pada minyak terpecah menjadi produk dan setiap produk setimbang satu sama lain (Solikhudin, 2010).

Jenis *fault gas* dan jumlah relatifnya yang terbentuk saat temperaturnya semakin naik. Nilai temperatur tersebut bukanlah nilai yang baku, melainkan hanya pendekatan. Gambar 2.10 menjelaskan bahwa setelah melewati titik maksimumnya maka pembentukan gas metana, etana, dan etilen akan terus menurun seiring dengan bertambahnya temperatur. Gambar 2.11 dan Gambar 2.12 menjelaskan bahwa gas hidrogen serta metana mulai terbentuk pada temperatur sekitar 150°C. Gambar 2.13 menjelaskan bahwa gas etana mulai terbentuk pada temperatur sekitar

250°C, dan gambar 2.14 menjelaskan bahwa gas etilen mulai terbentuk pada temperatur sekitar 350°C.

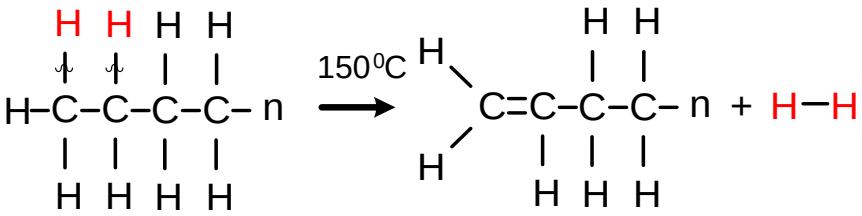


Gambar 2.10 Pembentukan Skema Gas
(*Sumber* : Hardityo, 2008)

Gambar 2.15 menjelaskan bahwa gas asitilen merupakan indikator adanya daerah dengan temperatur paling tidak 700°C, pada beberapa kasus kegagalan termal (*hot spot*) dengan temperatur 500°C ternyata juga dapat memacu pembentukan gas asitilen walaupun dalam nilai ppm yang kecil. Sejumlah besar asetilen hanya dapat dihasilkan jika temperaturnya diatas 700°C yang biasanya disebabkan oleh adanya busur api (*internal arcing*) (Hardityo, 2008:14).

¶ Hidrogen (H_2)

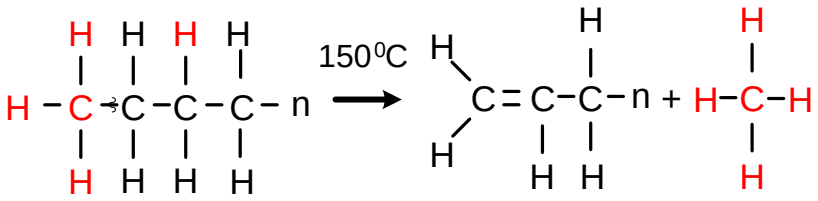
Sumber gas : *Partial Discharge, thermal faults, power discharges, rust, galvanized parts, stainless steel, sunlight, arching.*



Gambar 2.11 Pembentukan gas hidrogen
(*Sumber* : https://prodiipa.wordpress.com/kelas-viii/rahasia-dibalik-pernapasan/unsur-dan-senyawa-dalam-proses-respirasi/)

¶ Metana CH_4

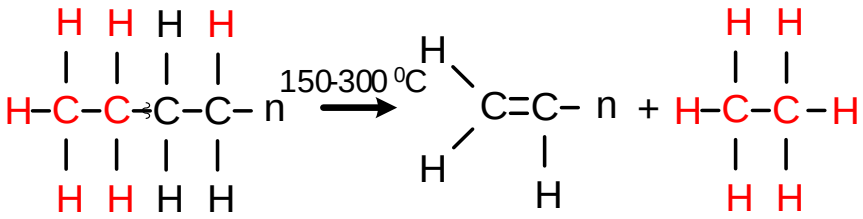
Sumber gas : *Corona partial discharge (sparking), low & medium temperature thermal faults.*



Gambar 2.12 Pembentukan gas Metana
(*Sumber* : http://www.chemguide.co.uk/basicorg/bonding/methane.html)

¶ Etana C_2H_6

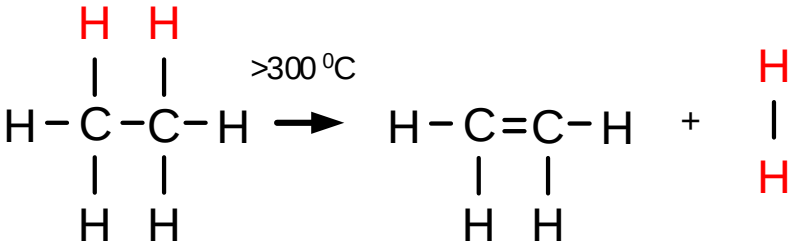
Sumber gas : *Low & medium temperature thermal faults*



Gambar 2.13 Pembentukan gas Etana
(*Sumber* : https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/ethane)

¶ Etilen C_2H_4

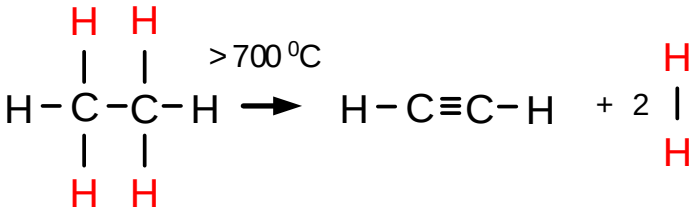
Sumber gas : *High temperature thermal faults*



Gambar 2.14 Pembentukan gas Etilen
(*Sumber* : https://www.britannica.com/science/ethylene)

¶ Asitilen C_2H_2

Sumber gas : *Very hot spot, low-energy discharge (spitting from floating part); high energy discharge (arc).*



Gambar 2.15 Pembentukan gas Asitilen
(*Sumber* : https://www.britannica.com/science/acetylene)

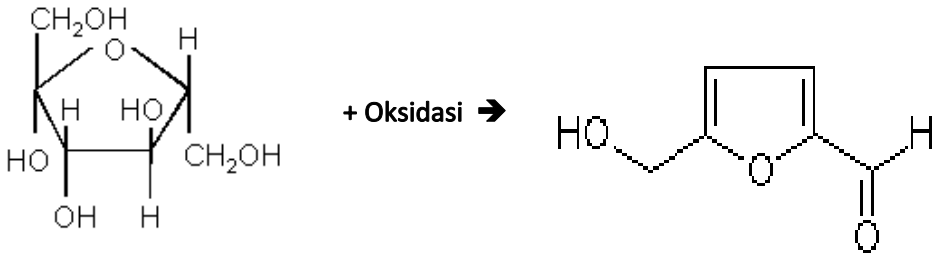
b. Pembentukan gas akibat dekomposisi isolasi kertas

Saat terjadi dekomposisi minyak akibat panas. Gas tersebut dihasilkan dari penurunan isolasi kertas akibat pemanasan berlerbih, oksidasi, dan asam. Material isolasi kertas merupakan substansi polimer yang struktur kimianya adalah $[C_{12}H_{14}O_4(OH)_6]_n$ dengan n bernilai antara 300 sampai dengan 750 (Hardityo, 2008). Gas-gas tersebut muncul disebabkan oleh berbagai hal, gambar 2.16 menjelaskan bahwa 5H2F (5 hidroksimetil 2 furaldehid) terbentuk karena adanya

oksidasi yang terjadi pada minyak transformator yang menyebabkan kertas isolasi mengalami dekomposisi.

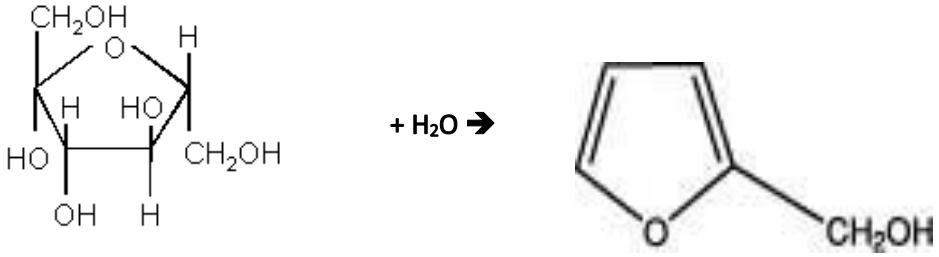
Gambar 2.17 menjelaskan bahwa 2FOL (2 fulfurol) terbentuk akibat adanya H_2O yang terkandung dalam minyak yang menyebabkan dekomposisi pada kertas isolasi. Gambar 2.18 menjelaskan bahwa 2FAL (2 furaldehid) terbentuk akibat terjadinya panas berlebih pada inti besi serta minyak isolasi yang menyebabkan dekomposisi pada kertas isolasi. Gambar 2.19 menjelaskan bahwa 2ACF (2 Asitelfuran) terbentuk karena terkena sambaran petir. Gambar 2.20 menjelaskan bahwa 5M2F (5 metil 2 furaldehid) terbentuk akibat terjadinya hotspot pada inti besi yang menyebabkan kertas isolasi mengalami dekomposisi.

- 5H2F (5 hidroksimetil 2 furaldehid)



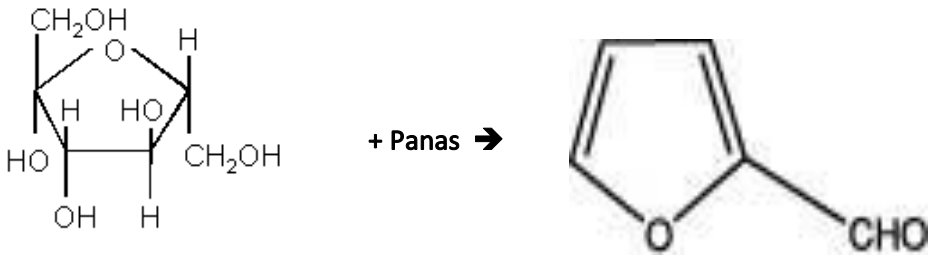
Gambar 2.16 Pembentukan 5H2F
(*Sumber* : Gracia, 2010)

- 2FOL (2 fulfurol)



Gambar 2.17 Pembentukan 2FOL
(*Sumber* : http://proteopedia.org/wiki/index.php/2fol)

- 2FAL (2 furaldehid)

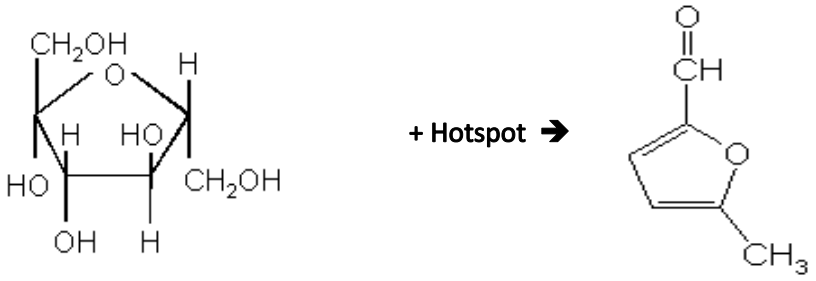


Gambar 2.18 Pembentukan 2FAL
(*Sumber* : http://pennakem.com/products/furfural.html)

- 2ACF (2 Asetilfuran)

Gambar 2.19 Pembentukan 2ACF
(*Sumber* : https://indonesian.alibaba.com/g/acetyl-furan.html)

- 5M2F (5 Metil 2 Furaldehid)



Gambar 2.20 Pembentukan 5M2F
(*Sumber* : http://www.chemspider.com/Chemical-Structure.11600.html)

2.1.6. Kegagalan Isolasi

Pada saat beroperasi, minyak sebagai isolator mengalami penurunan disebabkan karena banyak faktor, misalnya pengaruh kontaminan padat, kontaminan cair, dan gas-gas hasil reaksi didalam minyak. Selain itu, juga

dipengaruhi oleh kondisi minyak yang mengalami stress termal pada saat beban puncak. Semakin banyak kontaminan yang terkandung dalam minyak, maka kualitas minyak akan semakin menurun dan bisa terjadi breakdown (Solikhudin, 2010:12).

a. Kegagalan elektronik pada zat cair

Jika elektroda memiliki bagian permukaan tidak rata (ada yang runcing) maka kuat medan yang terbesar terdapat pada bagian yang runcing tersebut. Kuat maksimum ini akan mengeluarkan elektron e1 yang akan memulai terbentuknya banjiran electron (Solikhudin, 2010:19).

b. Kegagalan gelembung atau kavitasi pada zat cair

Kegagalan gelembung atau kavitasi merupakan bentuk kegagalan isolasi zat cair yang disebabkan oleh gelembung-gelembung gas didalamnya. Sebab timbulnya gelembung gas adalah:

1. Permukaan elektroda tidak rata, sehingga terjadi kantong-kantong udara di permukaannya
2. Adanya tabrakan electron sehingga terjadi produk-produk baru berupa gas
3. Penguapan cairan karena adanya lucutan pada bagian-bagian elektroda yang tajam dan tidak teratur
4. Zat cair mengalami perubahan suhu dan tekanan (Solikhudin, 2010:20)

c. Kegagalan bola cair dalam zat cair

Jika suatu zat isolasi cair mengandung sebuah bola cair atau jenis cairan lain, maka dapat terjadi kegagalan akibat ketidakstabilan bola cair tersebut dalam medan listrik. Bola cair yang dikenai medan elektrolit akan berubah bentuk menjadi *sferoida* (Solikhudin, 2010:21).

d. Kegagalan campuran zat cair-padat

Kegagalan isolasi cair-padat biasanya disebabkan oleh pemburukan. Pemburukan yang dapat menyebabkan kegagalan isolasi cair-padat adalah pemburukan karena pelepasan dalam dan pemburukan elektro-kimiawi.

Jika campuran dielektrik zat cair-padat memiliki kekuatan gagal yang berbeda-beda maka jika tegangan listrik dinaikkan, akan terjadi kegagalan pada zat yang paling lemah. Hal ini dapat mengakibatkan kegagalan parsial (*partial discharge*). Pelepasan ini mengakibatkan pemburukan perlahan-lahan karena disintegrasi dielektrik padat yang diakibatkan pemboman oleh elektron dan ion yang dihasilkan, aksi kimiawi pada dielektrik karena ionisasi gas, dan suhu tinggi di daerah pelepasan (Solikhudin, 2010:22).

2.1.7. Pengujian Minyak Transformator

Terdapat tiga pengujian minyak transformator. Pengujian tersebut yaitu:

a. Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

b. Pengujian Karakteristik Minyak

c. Pengujian Furan

2.1.7.1. DGA

Transformator sebagai peralatan tegangan tinggi tidak lepas dari kemungkinan mengalami kondisi abnormal, dimana pemicunya dapat berasal dari internal maupun external transformator. Ketidaknormalan ini akan menimbulkan dampak terhadap kinerja transformator. Secara umum, dampak/akibat ini dapat berupa *overheat, corona dan arcing*. Salah satu metoda untuk mengetahui ada tidaknya ketidaknormalan pada transformator adalah dengan mengetahui dampak dari ketidaknormalan transformator itu sendiri. Untuk mengetahui dampak

ketidaknormalan pada transformator digunakan metoda DGA. Pada saat terjadi ketidaknormalan pada transformator, minyak isolasi sebagai rantai hidrokarbon akan terurai akibat besarnya energi ketidaknormalan dan akan membentuk gas-gas hidrokarbon yang larut dalam minyak isolasi itu sendiri (Dhlimini, 2007:80).

DGA adalah proses untuk menghitung kadar/nilai dari gas-gas hidrokarbon yang terbentuk akibat ketidaknormalan minyak isolasi menggunakan alat uji DGA seperti Gambar 2.21. Dari komposisi kadar/nilai gas-gas itulah dapat diprediksi dampak-dampak ketidaknormalan apa yang ada di dalam transformator, apakah *overheat, arcing atau corona* (Tabel 2.2). Gas gas yang terdeteksi dari hasil pengujian DGA ditunjukkan pada Tabel 2.1 (PLN, 2014:26).

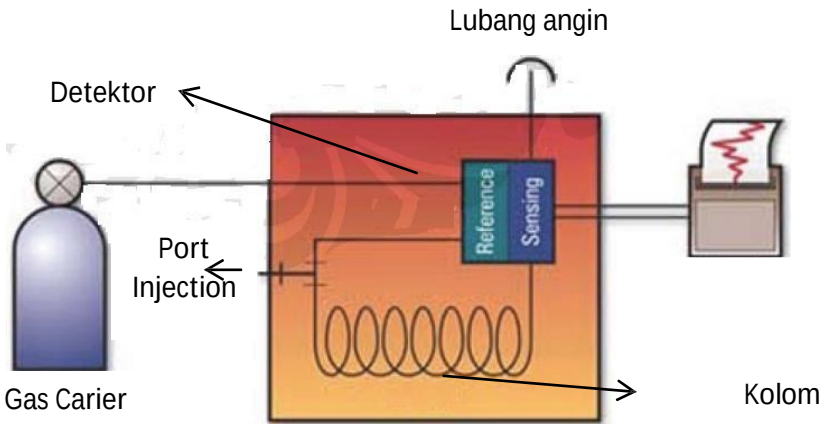
Gambar 2.21 Alat Uji *Dissolved Gas Analysis*
(*Sumber* : PLN, 2014)

Secara garis besar gas-gas yang larut didalam minyak isolasi transformator akan diekstraksi/dipisahkan dari minyak isolasi itu sendiri terlebih dahulu sehingga nantinya gas tersebut dapat diuraikan dan diketahui kadarnya. Setelah terpisah antara gas dengan minyak, gas tersebut akan diuraikan kembali berdasarkan jenis gasnya dengan menggunakan metode *chromatography* seperti pada Gambar 2.22.

Ada beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam pengujian ini. Hal-hal tersebut yakni rasio konsentrasi antara gas-gas tertentu dan gas-gas apa saja yang terbentuk dan seberapa besar. Memperhatikan kedua hal tersebut, kemudian

diambil suatu interpretasi pada tingkatan seberapa gas-gas tersebut berpengaruh terhadap adanya gangguan dan kegagalan, dan menentukan jenis gangguan apa yang berkaitan dengan pembentukan gas-gas di dalam minyak isolasi (SPLN, 2007).

Gas-gas yang telah terurai akan dideteksi oleh detektor berupa sinyal. Sinyal ini lah yang nantinya digunakan untuk mengetahui jumlah kadar gas dengan memperhitungkan luas sinyal tiap tiap gas.



Gambar 2.22 Skema *chromatography*
(*Sumber* : PLN, 2014)

Gas keluaran yang akan dideteksi pada pengujian DGA dengan skema *chromatography* ada sembilan gas keluaran yang akan di analisa untuk menentukan keadaan minyak isolasi transformator seperti pada Tabel 2.2. Adanya ketidaknormalan akan di sesuaikan dan dianalisa berdasarkan konsentasi tiap-tiap gas yang dihasilkan DGA dan disesuaikan dengan standart IEEE, seperti pada Tabel 2.3.

Tabel 2.2. Jenis Gas yang Terlarut Dalam Minyak Isolasi.

No.	Nama	Lambang Kimia
1	Hidrogen	H_2
2	Metana	CH
3	Karbonmonoksida	CO
4	Karbondioksida	CO
5	Etilena	C_2H
6	Ethana	C_2H
7	Asetilena	C_2H
8	Nitrogen	N_2
9	*Total DissolvesCombustble Gas(TDCG)*	

(*Sumber* : IEEE C.57-104, 2009)

Tabel 2.3 Batas Konsentrasi Gas Terlarut

Status	*Dissolved key gas concentration limits* [µL/L (ppm)[a]]							
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	TDCG[b]
Kondisi 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Kondisi 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	720-1920
Kondisi 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Kondisi 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

(*Sumber* : IEEE C.57-104, 2009)

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 gawat / kritis. Sebagai catatan, hanya gas karbon dioksida (CO_2) saja yang tidak termasuk kategori TDCG. IEEE membuat pedoman untuk mengklasifikasikan kondisi operasional transformator yang terbagi dalam empat kondisi, yaitu:

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

Kondisi 2, tingkat TDCG mulai tinggi. Ada kemungkinan timbul gejala- gejala kegagalan yang harus mulai diwaspadai. Perlu dilakukan pengambilan sampel minyak yang lebih rutin dan sering.

Kondisi 3, TDCG pada tingkat ini menunjukkan adanya dekomposisi dari isolasi kertas dan / atau minyak transformator. Sebuah atau berbagai kegagalan mungkin sudah terjadi. Pada kondisi ini transformator sudah harus diwaspadai dan perlu perawatan lebih lanjut.

Kondisi 4, TDCG pada tingkat ini menunjukkan adanya dekomposisi atau kerusakan pada isolator kertas atau minyak trafo sudah meluas.

Kondisi transformator disesuaikan dengan nilai-nilai yang tercantum pada Tabel 2.2. Sebagai contoh, jika jumlah TDCG bernilai di antara 1941 ppm s.d 4630 ppm, maka transformator berada pada kondisi 3. Namun, jika jumlah hidrogen lebih dari 1800 ppm sedangkan jumlah TDCG di bawah 4630 ppm, maka transformator berada pada kondisi 4. Kegagalan transformator berdasarkan parameter gas akan dijelaskan dalam Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Interpretasi Kegagalan Transformator

No.	Kandungan Gas	Normal	Abnormal	Intepretasi
1	Hidrogen (H_2)	< 100 ppm	>1800 ppm	Arcing, Corona
2	Metana(CH_4)	< 120 ppm	>1000 ppm	Sparking
3	Etana (C_2H_6)	< 65 ppm	>150 ppm	Local Overheating
4	Etilena (C_2H_4)	< 50 ppm	>200 ppm	Severe Overheating
5	Asetilena (C_2H_2)	< 35 ppm	>80 ppm	Arcing
6	Karbon Monoksida(CO)	< 350 ppm	>1400 ppm	Severe Overloading
7	Karbon Diokisida(CO_2)	< 2500 ppm	>10000 ppm	Severe Overloading

(*Sumber* : IEEE C.57-104, 2008)

A. Rasio Nilai CO_2/CO

Gas CO_2/CO akan dianalisis lebih lanjut dengan melihat nilai CO_2/CO < 3, merupakan indikasi gangguan di kertas pada temperature 200-300^oC, jika nilai rasio CO_2/CO > 10 juga merupakan indikasi gangguan termal di kertas pada temperatur < 150^oC, temperatur tersebut berdampak pada penuaan kertas jangka panjang dan mengurangi umur trafo, sedangkan jika nilai rasio CO_2/CO < 3 atau kandungan CO lebih besar dari 571ppm atau berada pada kondisi tiga, mengindikasi perlu tindak lanjut pengujian furan untuk mengetahui kondisi isolasi kertas.

B. Key Gas

Key gas didefinisikan oleh IEEE std.C57 ï 1 0 4 . 2 0 0 8 sgas b a g a i ñ 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 t e m p e r a t u r ò . Pendefinisian tersebut jika dikaitkan dengan berbagai kasus kegagalan transformator yang sering kali terjadi, maka dibuat menjadi Tabel 2.5 seperti berikut ini

Tabel 2.5 Tabel Jenis Kegagalan Menurut Analisis Key Gas

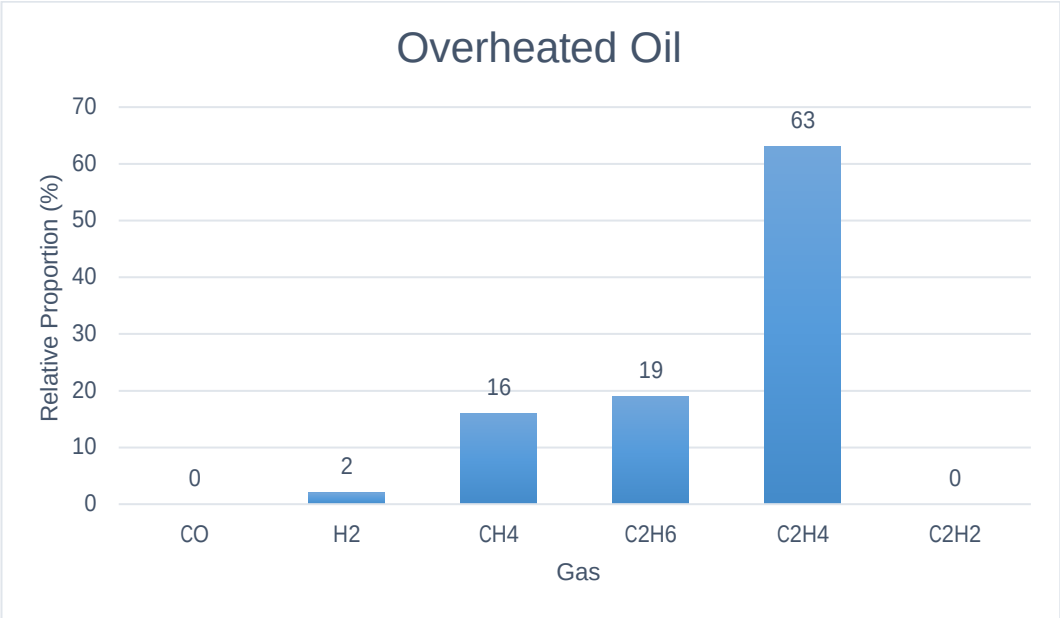
Kegagalan	Key Gas	Kriteria	Persentase Jumlah Gas
Arcing	Asitilen (C_2H_2)	Dalam jumlah yang besar H_2 dan C_2H_2 dan dalam jumlah kecil CH_4 dan C_2H_2, CO dan CO_2 juga ada jika selulosa terlibat.	H_2 : 60% C_2H_2 :30%

Tabel 2.5 (Lanjutan)

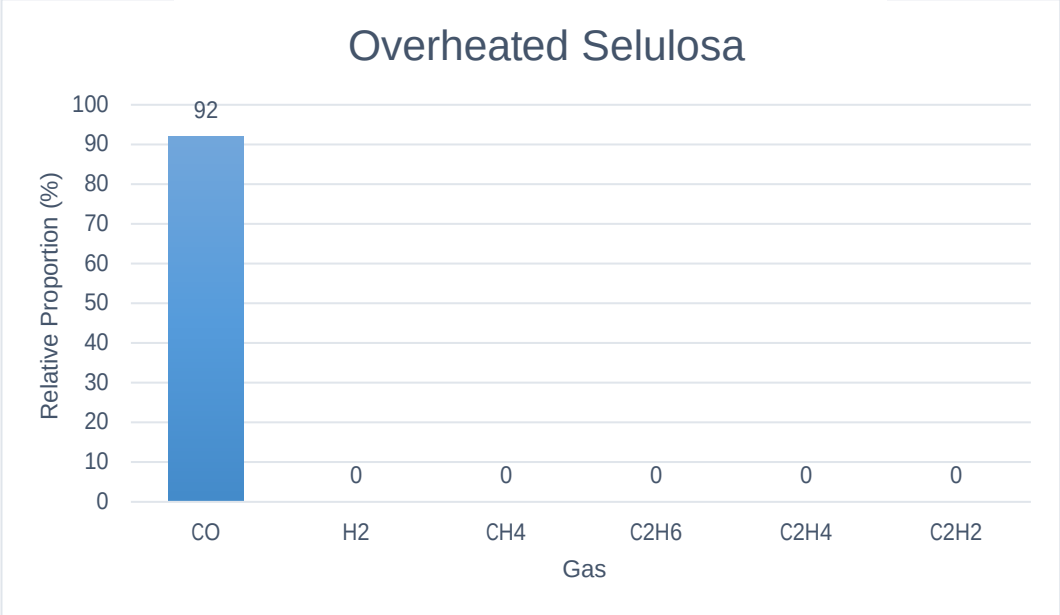
Kegagalan	Key Gas	Kriteria	Persentase Jumlah Gas
Corona (energi rendah PD)	Hidrogen (H_2)	Dalam jumlah yang besar H_2 , beberapa CH_4 dengan jumlah kecil dari C_2H_6 dan C_2H_4, CO dan CO_2 mungkin sebanding jika selulosa terlibat.	H_2 : 85% CH_4 : 13%
Pemanasan/Dekomposisi Minyak	Etilen (C_2H_4)	Dalam jumlah besar C_2H_4, lebih sedikit C_2H_6, beberapa kuantitas CH_4 dan H_2.	C_2H_4 : 63% C_2H_6 : 20%
Degredasi Kertas Isolasi	Karbon Monoksida (CO)	Dalam jumlah besar CO dan CO_2. Gas Hidrokarbon mungkin ada	CO : 92%

(*Sumber* : IEEE C.57-104, 2008)

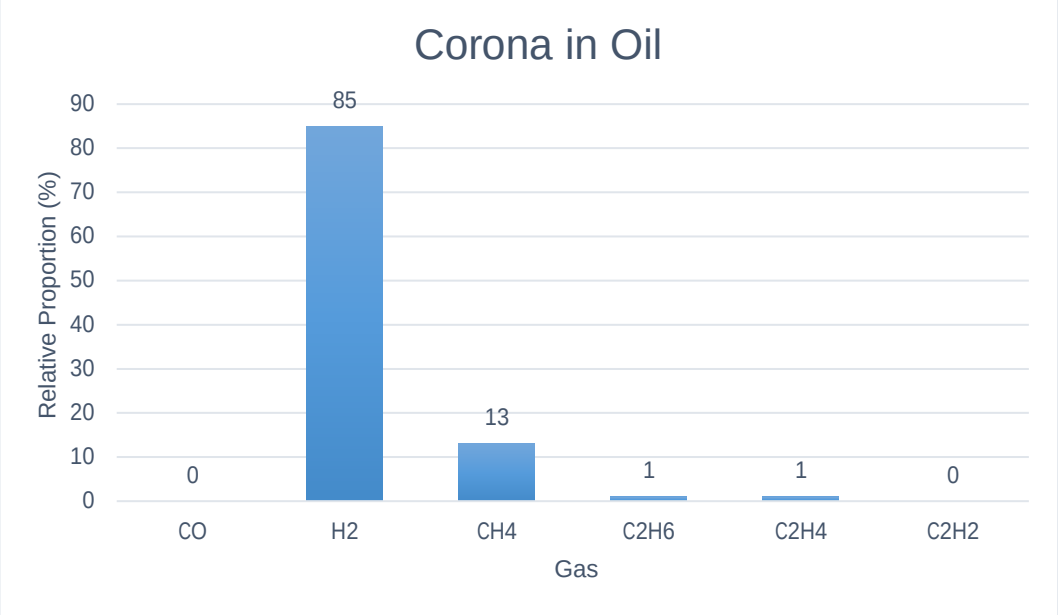
Tabel tersebut dapat direpresentasikan dalam bentuk diagram batang seperti pada Gambar 2.23:



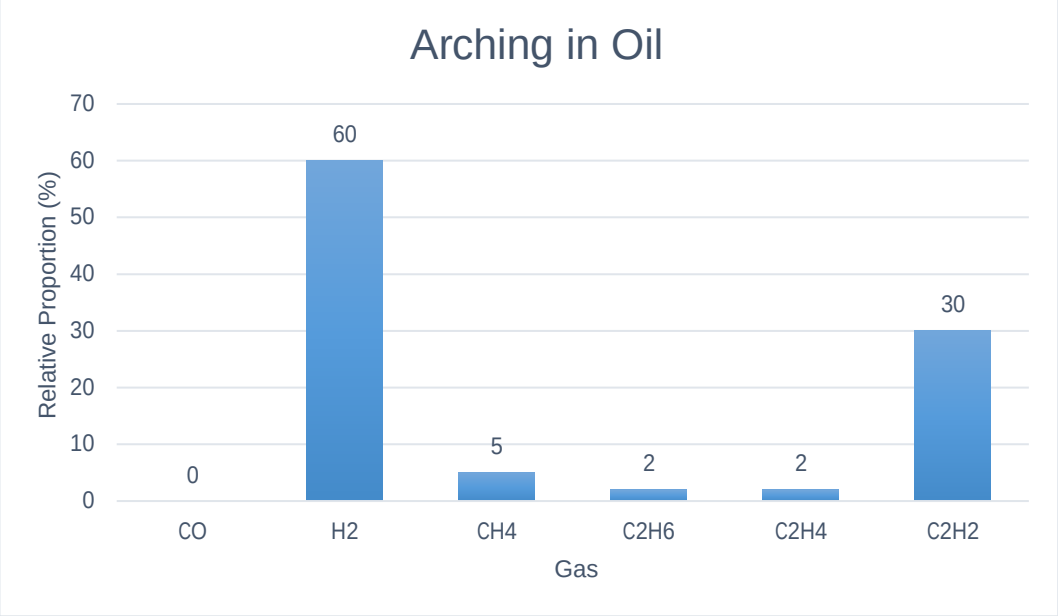
Gas Kunci : Ethylene
Indikasi : Thermal



Gas Kunci : Carbon Monoksida
Indikasi : Thermal Cellulose



Gas Kunci : Hidrogen
Indikasi : Elektrik ï Corona



Gas Kunci : Asitilen
Indikasi : Elektrik ï Arching

Gambar 2.23. Grafik Key Gas
(*Sumber*: IEEE, 2008)

2.1.7.2. Karakteristik Minyak (Kualitas)

Pengujian karakteristik minyak dilakukan untuk mengetahui adanya kontaminasi atau proses oksidasi didalam minyak. Pengujian ini dilakukan untuk

minyak yang didalam maintank trafo dan juga pada minyak *cable box* (tubular) untuk koneksi bushing trafo (PLN, 2014:26).

Pengujian karakteristik minyak melingkupi beberapa pengujian. Adapun jenis pengujiannya berupa:

a. Pengujian kadar air

Metode yang umum digunakan untuk menguji kandungan air dalam minyak adalah metoda Karl Fischer. Metode ini menggunakan satu buah elektroda dan satu buah generator. Generator berfungsi menghasilkan senyawa Iodin melalui proses eletrolisis yang berfungsi sebagai titer/penetral kadar air sedangkan elektroda berfungsi sebagai media untuk mengetahui ada tidaknya kadar air di dalam minyak melalui proses titrasi secara kolumetrik. Perhitungan berapa besar kadar air di dalam minyak dilihat dari berapa banyak Iodin yang di bentuk pada reaksi tersebut. Adapun satuan dari hasil pengujian ini adalah ppm (part per million). Gambar 2.24 adalah alat yang biasa digunakan untuk melakukan pengujian kadar air. (PLN, 2014:27).

Gambar 2.24 Alat Pengujian Kadar Air
(*Sumber* : PLN, 2014)

Berdasarkan IEC 60422 Tahun 2013 tidak diperlukan lagi konversi ke suhu 20°C untuk penentuan kadar air pada minyak dimana temperatur yang digunakan

adalah temperatur operasi trafo. Temperatur trafo diperoleh dari rataï rata temperatur top oil dengan temperatur sampel minyak (PLN, 2014:28).

Berdasarkan temperatur tersebut diperoleh hasil perkiraan perhitungan jumlah kelarutan air dalam minyak seperti pada Rumus 2.1:

Ì ÏŸÇ سيي ٩٥٣٤٥ أ طى χĥπ ψ ω υ 2.1

keterangan

S_0 : kelarutan air pada minyak

K : temperatur dalam Kelvin

Pada persamaan Rumus 2.2, nilai yang diperoleh akan digunakan untuk menentukan nilai relative saturasi (RS) yang akan menjadi pertimbangan kapan uji kandungan air pada isolasi kertas harus dilakukan (PLN, 2014:29).

'Y ¨Y سي بج ب ﻫئ ρ π π Þ 2.2

keterangan

S_0 : kelarutan air pada minyak

W_c : hasil pengujian kadar air tanpa konversi ke suhu 20^0C

b. Pengujian tegangan tembus

Pengujian tegangan tembus dilakukan untuk mengetahui kemampuan minyak isolasi dalam menahan stres tegangan. Minyak yang jernih dan kering akan menunjukan nilai tegangan tembus yang tinggi. Air bebas dan partikel solid, apalagi gabungan antara keduanya, dapat menurunkan tegangan tembus secara dramatis. Dengan kata lain pengujian ini dapat menjadi indikasi keberadaan kontaminan seperti kadar air dan partikel. Rendahnya nilai tegangan tembus dapat mengindikasikan keberadaan salah satu kontaminan tersebut, dan tingginya

tegangan tembus belum tentu juga mengindikasikan bebasnya minyak dari semua jenis kontaminan (PLN, 2014:29).

c. Pengujian kadar asam

Minyak yang rusak akibat oksidasi akan menghasilkan senyawa asam yang akan menurunkan kualitas keras isolasi pada trafo. Asam ini juga dapat menjadi penyebab proses korosi pada tembaga dan bagian trafo yang terbuat dari bahan metal. Untuk mengetahui seberapa besar asam yang terkandung di minyak, dilakukan pengujian kadar asam pada minyak isolasi. Besarnya kadar asam pada minyak juga dapat dijadikan sebagai dasar apakah minyak isolasi trafo tersebut harus segera dilakukan reklamasi atau diganti.

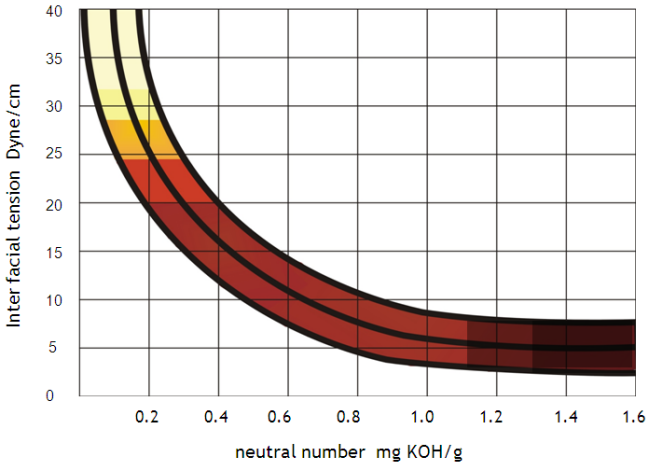
Pada dasarnya minyak yang akan diuji terlebih dahulu dicampur dengan larutan alkohol dengan komposisi tertentu. Selanjutnya campuran tersebut (bersifat asam) dititrasi (ditambahkan larutan) dengan larutan KOH (bersifat basa). Perhitungan kadar asam yang terkandung didalam minyak didasarkan dari berapa banyak KOH yang dilarutkan (PLN, 2014:30).

d. Pengujian tegangan antar muka

Pengujian IFT (*Inter Facial Tension*) antara minyak dengan air dimaksudkan untuk mengetahui keberadaan *polar contaminant* yang larut dari hasil proses pemburukan. Karakteristik dari IFT akan mengalami penurunan nilai yang sangat drastis seiring tingginya tingkat penuaan pada minyak isolasi. IFT juga dapat mengindikasi masalah pada minyak isolasi terhadap material isolasi lainnya atau terjadinya kesalahan pada saat pengisian minyak yang berdampak pada tercemarnya minyak isolasi. Gambar 2.25 merupakan alat yang biasanya digunakan untuk pengujian tegangan antar muka. (PLN, 2014:30).

Gambar 2.25 Alat Pengujian tegangan antar muka (*IFT*)
(*Sumber* : PLN, 2014)

Pada gambar 2.26 menjelaskan bahwa proses penuaan pada minyak isolasi transformator ditandai dengan nilai kadar asam yang tidak normal. Nilai kadar asam berbanding lurus dengan nilai IFT. Apabila nilai IFT menurun maka nilai kadar asam juga memburuk (PLN, 2014:31).



Gambar 2.26 Hubungan kadar asam dengan *IFT*
(*Sumber* : PLN, 2014)

e. Pengujian warna minyak

Warna minyak isolasi trafo akan berubah seiring penuaan yang terjadi pada minyak dan dipengaruhi oleh material material pengotor seperti karbon. Pengujian minyak pada dasarnya membandingkan warna minyak terpakai dengan minyak

yang baru. Gambar 2.27 merupakan alat yang digunakan untuk pengujian warna minyak. (PLN, 2014:31).

Gambar 2.27 Alat uji warna minyak
(*Sumber* : PLN, 2014)

Analisis kualitas minyak dapat dilakukan dengan melihat standar IEC 60422. Khusus untuk warna standarisasi yang berlaku ialah S.D. Myers. Batasan kondisi dapat dilihat pada Tabel 2.6 (PLN, 2014 83).

Tabel 2.6 Standarisasi Kualitas Minyak

Parameter Pengujian	Satuan	Kondisi		
		Bagus	Cukup	Buruk
Tegangan Tembus	kV/2.5mm	> 50	40-50	< 40
Kadar Air	ppm	< 5	5-10	> 10
Warna		< 3,5		> 3,5
Kadar Asam	KOH/g	< 0,1	0,1-0,2	> 0,2
IFT	mN/m	> 28	22-28	< 28

(*Sumber* : IEC 60422, 2013)

Berdasarkan Tabel 2.5, maka setiap parameter dapat dijelaskan sesuai kondisinya seperti berikut ini:

Dilihat dari kondisi tegangan tembus:

Kondisi bagus, minyak masih baik dalam menahan stress tegangan dan tidak terdapat kandungan air bebas dan partikel solid.

Kondisi cukup, terjadi penurunan nilai stress tegangan dalam minyak, dan bisa menjadikan indikasi bahwa adanya kandungan air bebas atau partikel solid.

Kondisi buruk, terdapatnya kandungan air bebas dan partikel solid yang dapat menyebabkan minyak kehilangan kekuatan stress tegangan.

Dilihat dari kondisi saturasi kadar air:

Kondisi bagus, isolasi kertas dalam kondisi kering.

Kondisi cukup, isolasi kertas dalam kondisi cukup basah atau basah.

Kondisi buruk, isolasi kertas dalam kondisi terlalu basah.

Dilihat dari kondisi warna minyak:

Kondisi bagus dan cukup, tidak terdapat kontaminasi dalam minyak.

Kondisi buruk, terdapatnya kontaminasi dalam minyak seperti karbonisasi, sendimentasi atau endapan lumpur.

Dilihat dari kondisi kadar asam:

Kondisi bagus, tidak terdapat sendimentasi atau endapan.

Kondisi cukup, terdapatnya sedimentasi atau endapan lumpur yang menyebabkan minyak kehilangan perlindungan terhadap oksidasi.

Kondisi buruk, terjadinya oksidasi pada minyak.

Dilihat dari kondisi kadar asam yang didapat:

Kondisi bagus, tidak terdapat endapan atau sendimentasi dalam minyak.

Kondisi cukup, kemungkinan adanya sendimentasi atau endapan lumpur namun jumlahnya masih kecil.

Kondisi buruk, adanya sendimentasi atau endapan lumpur dalam minyak transformator.

2.1.7.3. Furan

Isolasi kertas merupakan bagian dari sistem isolasi trafo. Isolasi kertas berfungsi sebagai media dielektrik yang menyediakan kekuatan mekanik dan

spacing. Panas yang berlebih dan *by-product* dari oksidasi minyak dapat menurunkan kualitas isolasi kertas. Proses penurunan kualitas isolasi kertas merupakan proses depolimerisasi. Pada proses depolimerisasi, isolasi kertas yang merupakan rantai hidrokarbon yang panjang akan terputus atau terpotong-potong dan akhirnya akan menurunkan kekuatan *tensile* dari isolasi kertas itu sendiri. Proses depolimerisasi akan selalu diiringi oleh terbentuknya gugus. Nilai furan yang terbentuk akan sebanding dengan penurunan tingkat DP (*degree of polimerization*).

Dari informasi besarnya kandungan gugus furan yang dalam hal ini hanya 2Fal (2Furfural) yang terdeteksi, dapat diketahui estimasi atau perkiraan kondisi DP yang dialami isolasi kertas dengan menggunakan rumus 2.3 (PLN, 2014:34).

$$\text{[illegible]} \qquad 2.3$$

Hasil pengujian Furan mengindikasikan rata ï rata kondisi DP isolasi kertas. Pada saat hasil uji Furan telah mendekati nilai *End of Expected Life* isolasi kertas, perlu dilakukan pengujian DP secara langsung pada sampel isolasi kertas sebagai verifikasi kondisi isolasi kertas. Berdasarkan kadar 2Furfural yang di dapat dari hasil pengujian dapat dipekirakan seberapa tingkat penurunan kualitas yang dialami isolasi kertas didalam trafo dan berapa lama sisa umur isolasi kertas tersebut dapat dilihat dalam Tabel 2.7 (PLN, 2014:84).

Tabel 2.7 Standarisasi nilai 2FAL dengan perkiraan sisa umur isolasi kertas

No	Hasil Uji (ppb)	Keterangan
1	<473	*Aging normal*
2	473-2196	Percepatan *Aging*
3	2197-3563	*Aging* berlebih ï Zona bahaya

Tabel 2.7 (Lanjutan)

No	Hasil Uji (ppb)	Keterangan
4	3564-4918	Beresiko tinggi mengalami kegagalan
5	>4919	Usia isolasi telah habis

(*Sumber* : IEC 61198, 1993)

Nilai DP yang didapatkan di intrepretasikan terhadap penurunan isolasi kertas. Interpretasi tersebut dapat dijelaskan pada Tabel 2.8

Tabel 2.8 Interpretasi Nilai DP

Nilai DP	Interpretasi
>900	Tidak terdeteksi degradasi kertas isolasi
900-610	Sedikit terjadi degradasi kertas isolasi
600-460	Terjadi penurunan kertas isolasi tapi masih jauh dari nilai kritis
450-360	Kertas isolasi mulai mengalami kondisi kritis
350-260	Kertas isolasi mendekati kondisi kritis
250-200	Kertas isolasi dalam kondisi kritis
<200	Degradasi yang terjadi dalam kertas isolasi sangat buruk / usia isolasi sudah abis

(*Sumber* : IEC 61198, 1993)

2.2. Penelitian yang relevan

Penelitian yang relevan sebelumnya adalah hasil penelitian yang dilakukan oleh Yustinus Pranata Sinuhaji mahasiswa Jurusan Teknik Elektro Universitas Jember tahun 2008 d e n g a n *Analisis Kualitas Minyak Isolasi Transformator Daya 150 kV Menggunakan Metode Dissolved Gas Analysis (DGA) dan Fuzzy Logic pada Gardu Induk Wilayah Sidoarjo*. Pada penelitian tersebut, dapat

disimpulkan bahwa gas yang paling berpengaruh dalam menentukan keadaan minyak isolasi transformator adalah gas TDCG dan nitrogen, semakin banyak terdapatnya gas tersebut maka kinerja sebuah transformator akan semakin berkurang.

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1. Tempat, Waktu Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan di Gardu Induk - PT PLN (Persero) APP Cawang, Jalan Raya Cililitan Besar No. 1, Cawang, Cililitan, Jakarta Timur. Penelitian ini dilaksanakan pada semester genap atau semester 106 tahun ajaran 2016/2017. Pengambilan data untuk kebutuhan analisis penelitian selesai pada bulan Juli 2017. Subjek penelitian yang akan dibahas yaitu minyak transformator daya.

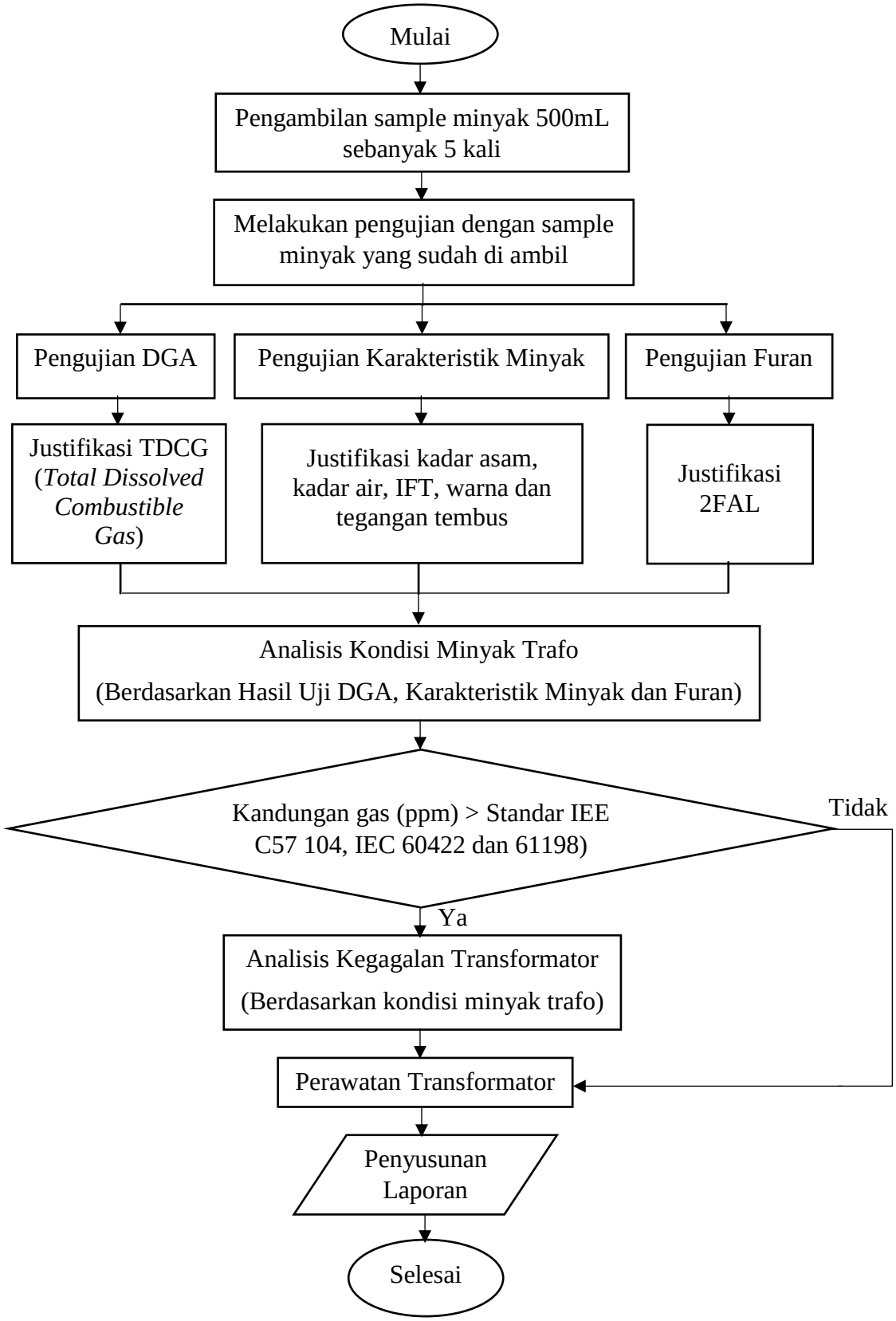
3.2. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode penelitian kuantitatif deskriptif. Menurut Sugiyono (2016:13) penelitian kuantitatif yaitu :

ñMetode penelitian yang berlandaskan pada meneliti pada populasi atau sampel tertentu, pengumpulan data menggunakan instrumen penelitian, analisis data bersifat kuantitatif/statistik, dengan tujuan untuk menguji hipotesis yang telah ditetapkanò

Penelitian dilakukan dengan mengambil 400mL sampel minyak Transformator pada Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 GIS Karet Baru 150 kV, setelah itu mengukur jumlah kandungan *Part Per Million (ppm)* gas. Kemudian, menganalisis data hasil pengujian dengan menggunakan hasil uji Furan yang didukung dengan hasil uji DGA dan karakteristik minyak. Kemudian mendeskripsikan tentang bagaimana kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi kegagalan transformator.

3.3. Diagram Penelitian



Gambar 3.1 Diagram Penelitian

3.4. Populasi dan Sampel

3.4.1. Populasi

Populasi adalah wilayah generalisasi yang terdiri dari obyek/subyek yang mempunyai kualitas dan karakteristik tertentu yang ditetapkan oleh peneliti untuk dipelajari dan karakteristik tertentu yang ditetapkan oleh peneliti untuk dipelajari dan kemudian ditarik kesimpulan (Sugiyono, 2016: 117).

Dalam penelitian ini, populasi yang diambil adalah Minyak isolasi dari Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 GIS Karet Baru 150 kV.

3.4.2. Sampel

Sampel adalah bagian dari jumlah dan karakteristik yang dimiliki oleh populasi tersebut. Bila populasi besar dan peneliti tidak mungkin mempelajari semua yang ada pada populasi, misalnya karena keterbatasan dana, tenaga dan waktu, maka peneliti dapat menggunakan sampel yang diambil dari populasi itu. Apa yang dipelajari dari sampel itu, kesimpulannya akan dapat diberlakukan untuk populasi. Untuk itu sampel yang diambil dari populasi harus betul-betul *representative* (mewakili) (Sugiyono, 2016: 118).

Sesuai dengan populasi yang akan diuji yaitu Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 GIS Karet Baru 150 kV, maka sampel dalam penelitian ini adalah 400mL minyak isolasi dari setiap transformator diambil 5 kali untuk 5 kali pengujian, pengambilan sampel dilakukan dalam keadaan transformator sedang bekerja agar hasil pengujian yang didapatkan lebih aktual.

3.5. Variabel Penelitian

Variabel penelitian pada dasarnya adalah segala sesuatu yang berbentuk apa saja yang ditetapkan oleh peneliti untuk dipelajari sehingga diperoleh informasi tentang hal tersebut, kemudian ditarik kesimpulannya (Sugiyono, 2016: 60). Pada penelitian ini ditetapkan 2 variabel yaitu sebagai berikut:

1. Variabel Bebas

Variabel bebas yang digunakan dalam penelitian ini adalah kondisi minyak isolasi.

2. Variabel Terikat

Variabel terikat yang digunakan dalam penelitian ini adalah kegagalan transformator.

3.6. Instrumen Penelitian

Instrumen penelitian adalah alat atau fasilitas yang digunakan oleh peneliti dalam mengumpulkan data agar pekerjaannya lebih mudah dan hasilnya lebih baik, dalam arti lebih cermat, lengkap dan sistematis sehingga lebih mudah diolah (Arikunto, 2010:203). Berdasarkan dari tujuan penelitian ini, maka instrumen penelitian sebagai berikut.

3.6.1. Alat Pengujian

a) Gas Chomatography

Alat ukur untuk menguji kandungan gas terlarut yang terdapat didalam minyak isolasi dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur DGA, yaitu Gas Chomatography produksi Shimadzu seperti pada Gambar 3.2. Alat ini dapat mendeteksi delapan jenis *fault gas*, yaitu hidrogen, metana, karbonmonoksida, karbondioksida, etana, etilen, asetilen, dan nitrogen.

Gambar 3.2 Gas Chomatography

b) Metrohm 702

Alat ukur untuk menguji kadar asam yang terdapat didalam minyak isolasi dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur 702 SM Titrino produksi Shimadzu seperti pada Gambar 3.3. Alat ini dapat mendeteksi berapa besar kadar asam yang terkadung di dalam minyak isolasi.

Gambar 3.3 Metrohm 702

c) Metrohm 831 KF Coulometer

Alat ukur untuk menguji kandungan air yang terdapat didalam minyak isolasi dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur Metrohm 831 KF

Coulometer produksi Shimadzu seperti pada Gambar 3.4. Alat ini dapat mendeteksi berapa besar kandungan air yang terdapat di dalam minyak isolasi.

Gambar 3.4 Metrohm 831

d) IFT Kruss Tensiometer K9

Alat ukur untuk mengetahui *polar contaminant*yang terlarut didalam minyak isolasi dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur Kruss Tensiometer K9 produksi Surfchem seperti pada Gambar 3.5. Alat ini dapat mengetahui apakah minyak masih layak untuk digunakan sebagai isolasi.

Gambar 3.5 Kruss Tensiometer K9

e) Lovibond PFX 195

Alat ukur untuk menguji warna minyak isolasi dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur PFX 195 produksi Lovibond seperti pada Gambar 3.6. Alat ini dapat mendeteksi karbon atau material-material pengotor yang terdapat dalam minyak isolasi.

Gambar 3.6 PFX 195

f) DPA 75 C

Alat ukur untuk menguji tegangan tembus dapat dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur DPA 75 C produksi Baur seperti pada Gambar 3.7. Alat ini dapat mengetahui tingkat isolasi pada minyak dengan melihat tegangan tembus dari minyak isolasi.

Gambar 3.7 DPA 75 C

g) Liquid Chomatograph

Alat ukur untuk menguji kandungan fural terlarut yang terdapat didalam minyak isolasi dapat dilakukan dengan menggunakan peralatan ukur Furan, yaitu Liquid Chomatography produksi Shimadzu seperti pada Gambar 3.8. Alat ini dapat mendeteksi lima jenis *fault gas*, yaitu 5-hydroxymethyl-2-furfural (5H2F), 2-furfuraylalcohol (2FOL), 2-furfural (2FAL), 2-acetylfuran (2ACF), dan 5-Methyl-2-furfural (5M2F).

Gambar 3.8 Liquid Chomatography

3.6.2. Prosedur Pengujian

1) Pengambilan sampel uji minyak isolasi yang ada pada transformator.
2) Ekstraksi gas dengan menggunakan peralatan DGA.
3) Mencari karakteristik minyak dengan mengunakan metode pengujian karakteristik minyak.
4) Ekstrasi kandungan fural dengan menggunakan perlatan Furan.
5) Interpretasi data, memperoleh hasil data dari uji sampel minyak isolasi yang dilakukan.

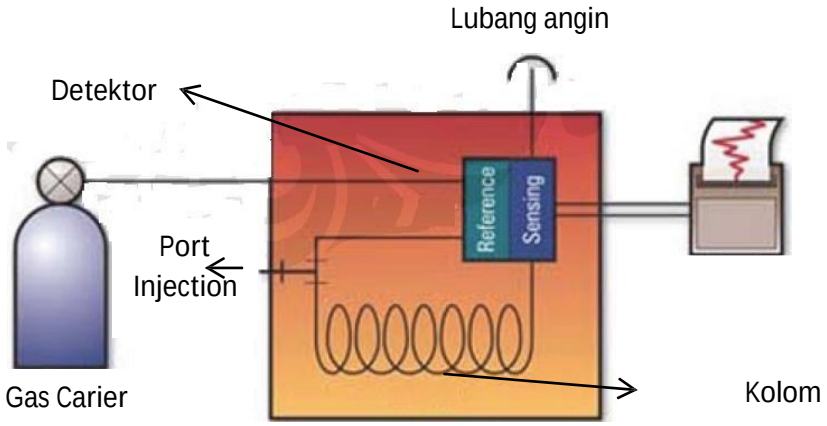
6) Pengambilan kesimpulan, setelah mendapatkan hasil uji dalam minyak transformator maka diambil kesimpulan berapa besar kegagalan sebuah transformator.

Pengujian yang dapat digunakan untuk menguji keadaan minyak isolasi sebagai berikut:

a. Pengujian DGA
b. Pengujian karateristik minyak
c. Pengujian Furan

A. Pengujian DGA

Pengujian DGA bertujuan untuk memperoleh konsentrasi gas-gas pada minyak isolasi, cara pengambilan konsentrasi gas-gas pada minyak isolasi menggunakan *Gas Chromatograph* seperti pada Gambar 3.9 dibawah ini.



Gambar 3.9 Diagram kerja *Gas Chromatograph*

Gambar diatas merupakan cara kerja DGA dengan menggunakan metode *Gas Chromatograph*, dengan perincian sebagai berikut:

1. Sampel uji/minyak isolasi dimasukkan kesaluran kolom menggunakan *microsyringe*.

2. Gas *carier* akan menghantarkan molekul-molekul gas *fault* di dalam kolom, gas pembawa yang biasa digunakan merupakan jenis gas lembam, seperti nitrogen atau argon.
3. Gerakan molekul-molekul gas *fault* memiliki tingkat absorbs yang berbeda-beda sehingga akan mencapai ujung saluran kolom dengan dalam kurun waktu yang berbeda-beda.
4. Kemudian setiap bagian dari uji sampel yang mencapai ujung dari kolom akan dideteksi oleh detector
5. Dari detector akan dihasilkan data keluaran berupa jenis gas yang ada pada minyak isolasi dan konsentrasing *(ppm)*.

B. Pengujian karakteristik minyak

¶ Pengujian Kadar Asam

- Langkah kerja

1. Siapkan larutan KOH 0,1 mol/L
2. Ukur kadar KOH untuk mengetahui nilai pasti dari kadar KOH
3. Bersihkan gelas uji dengan menggunakan alcohol, dan keringkan
4. Masukan sample minyak kurang lebih 20 gram ke dalam gelas uji.
5. Tambahkan kurang lebih 100 ml larutan yang terdiri dari campuran toluene dan ethanol dengan perbandingan 3:2 ke dalam gelas tersebut
6. Masukkan batang *magnetic stirrer* pada gelas uji tersebut dengan menggunakan pinset.
7. Letakan gelas uji tersebut di tempat pemegang gelas.
8. Pasangkan saluran titer dan elektroda
9. Posisikan gelas tepat berada di permukaan stirrer.

10. Posisikan saklar stirrer
11. Mulai pengujian
12. Masukkan nilai pasti berat dari minyak tersebut.
13. Proses titrasi akan dimulai
14. Proses akan berhenti saat EP tercapai atau volume titer sudah tercapai
15. Catat nilai yang tertera.

¶ Kadar air

- Langkah Kerja

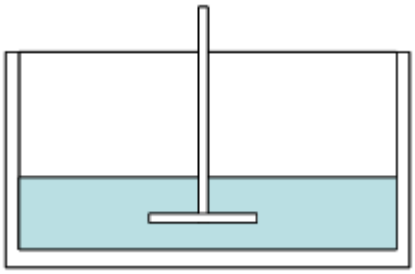
1. Bersihkan gelas uji dengan alcohol
2. Ambil sample minyak dengan menggunakan *syringe* sebanyak 1 mL
3. Letakkan *syringe* yang berisi minyak tersebut di atas timbangan digital yang tersedia.
4. Masukkan sample minyak ke dalam alat uji, letakan kembali *syringe* tersebut di atas timbangan dan masukan nilai yang muncul di timbangan ke dalam alat uji.
5. Proses pengujian pun akan dimulai
6. Catat hasil yang muncul.

¶ *Interfacial tension* (Tengangan Antar Muka)

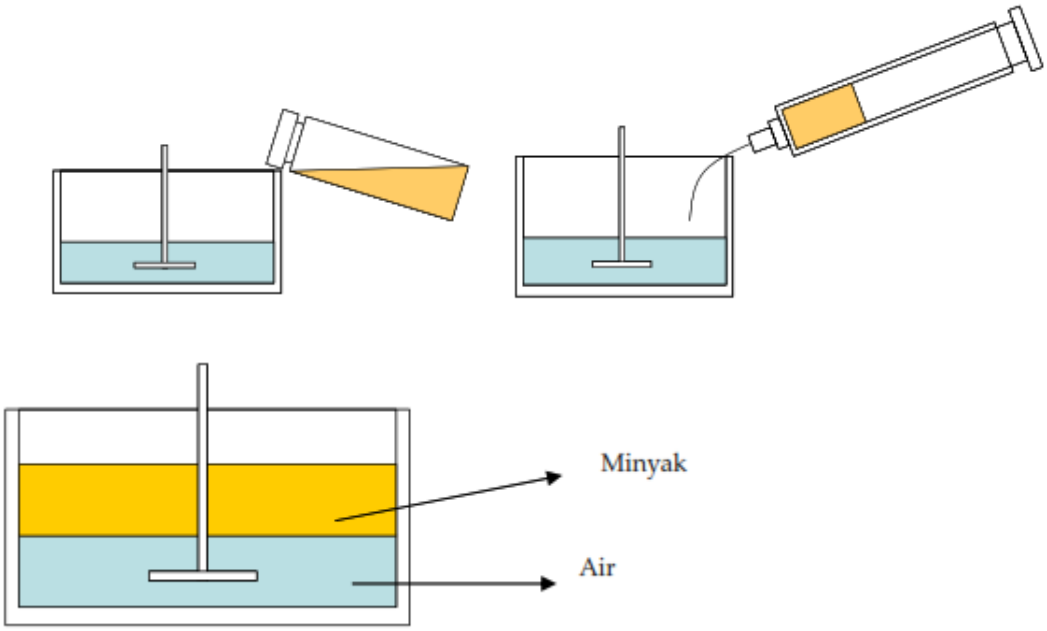
- Langkah kerja

1. Bersihkan gelas uji dengan alcohol dan cincin dunoy dengan cara dibakar
2. Nyalakan alat uji
3. Isilah gelas uji dengan air secukupnya

4. Letakan di papan uji, lalu naikan papan uji sampai cicin terendam dalam air

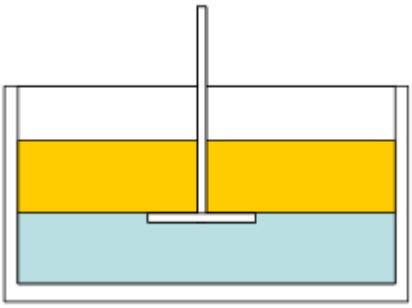


5. Tekan tombol *zero*, untuk men set titik nol
6. Turunkan gelas uji perlahan sampai cicin terlepas dari permukaan air
7. Posisikan cincin berada di rendaman air
8. Masukan sample minyak yang akan diuji ke dalam gelas secara perlahan dan hindari kontak minyak terhadap cincin *dunoy* selama proses tersebut. Komposisi air terhadap minyak kurang lebih 1:1. Gunakan bantuan *vial* atau *syringe* bersih untuk menuangkan minyak.

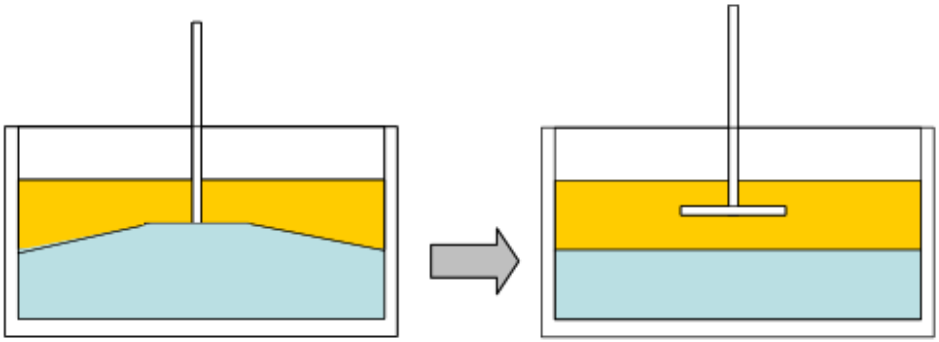


9. Diamkan selama 30 detik

10. Posisikan cicin berada tepat di bawah permukaan miyak.



11. Posisikan nilai pembacaan ke posisi nol.
12. Turunkan posisi gelas secara perlahan sehingga cincin mendapat gaya teganng dari minyak
13. Lakukan sampai cincin berada di sisi minyak dan benar benar terlepas dari air.



14. Untuk mengetahui gaya tegangan tertinggi tekan MAX HOLD
15. Catat hasilnya.

¶ Warna

- Langkah kerja

1. Nyalakan alat uji, tunggu sampai proses penetapan nilai base line selesai

2. Letakkan gelas uji berisi minyak refrensi pada alat uji sebanyak kurang lebih 80%. Apabila tidak tersedia minyak refrensi, letakkan gelas uji yang kosong pada alat uji
3. Lakukan penetapan nilai base line/nilai nol
4. Tampunglah minyak uji pada gelas uji yang bersih kurang lebih 80%
5. Lakukan proses membandingkan minyak uji dengan base line
6. Catatlah nilai hasil pengujian

¶ Tegangan tembus

- Langkah kerja

1. Masukkan sample minyak uji
2. Tarik papan control keluar sehingga alat uji akan menyala menggunakan baterai internal
3. Alat uji akan melakukan *selftest* selama 15 detik
4. Tekan *start* maka *strirrer* akan berputar mengauk minyak selama 5 menit
5. Setelah waktu 5 menit maka alat uji akan bekerja otomati
6. Tegangan akan naik mulai dari nol sampai tegangan *breakdown*nya tercapai
7. Setelah tegangan menncapai *breakdown* maka lampu petir akan padam
8. Selanjutnya alat uji akan melakukan *recovery* selama 2 menit dan otomatis setelah itu akan melakukan pengujian kembali sampai 6 kali
9. Hasil uji akan keluar dengan menunjukkan hasil rata-rata 6 kali pengujian.

C. Pengujian Furan

¶ Langkah Kerja

1. Bersihkan test tube dan gelas ukur dengan alcohol atau minyak yang ingin diuji
2. Ambil sample 5mL masukan ke dalam test tube
3. Campurkan larutan acetonitrly 5mL
4. Aduk selama 1 menit dengan menggunakan bio core
5. Diamkan kurang lebih 1 hari agar senyawa dalam minyak di tangkap oleh Acetonitrly
6. Masukkan ke gelas ukur kurang lebih 3mL
7. Masukkan ke dalam Shimidzu UFLC
8. Pada saat ingin pengujian pastikan gelombang pertama harus datar
9. Tekan ñStartò mulai pengujian kurang
10. Catat hasil pengukuran.

3.6.3. Tabel Pengujian

Dalam penelitian kali ini data-data yang akan di ambil serta dianalisis guna mendukung proses penelitian mengenai kondisi minyak transformator dapat dilihat pada tabel 3.1 hingga tabel 3.3.

Tabel 3.1. Data Pengujian DGA Berdasarkan TDCG

Transformator	Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)					Rata-rata	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)			
		1	2	3	4	5		1	2	3	4
	H_2							100	101-700	701-1800	>1800
	CH_4							120	121-400	401-1000	>1000
	C_2H_2							1	2-9	10-35	>35
	C_2H_4							50	51-100	101-200	>200

Tabel 3.1. (Lanjutan)

Trasformator	Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)					Rata-rata	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)			
		1	2	3	4	5		1	2	3	4
	C_2H_6							65	66-100	101-150	>150
	CO							350	351-570	571-1400	>1400
	CO_2							2500	2501-4000	4001-10000	>10000
	TDCG							720	721-1920	1921-4630	>4630

Tabel 3.2. Data Pengujian Karakteristik Minyak

Transformator	Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-rata	Standar IEC 60422 dan S.D. Myers		
		1	2	3	4	5		Bagus	Cukup	Buruk
	Tegangan Tembus							> 50	40-50	< 40
	Kadar Air							< 5	5-10	> 10
	Warna							< 3,5		> 3,5
	Kadar Asam							< 0,1	0,1-0,2	> 0,2
	IFT							> 28	22-28	< 28

Tabel 3.3. Data Pengujian Furan

Transformator	Parameter Pengujian	Hasil Pegujian (ppb)					Rata-rata	Kondisi (IEC 61198 ed. 1 1993)				
		1	2	3	4	5		1	2	3	4	5
	5H2F							-				
	2FOL											
	2FAL							<473	473-2196	2197-3563	3564-4918	>4919
	2ACF							-				
	5M2F											

3.7. Teknik Pengumpulan Data

Teknik pengumpulan data dalam penelitian ini menggunakan metode observasi laboratorium. Peneliti hanya akan melakukan diskusi dengan pegawai PT. PLN APP Cawang, lalu melakukan pengujian laboratorium dengan pembimbing lapangan, dan mengambil dokumentasi. Prosedur pengumpulan data menggunakan instrumen pengujian. Metode observasi dalam penelitian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh kondisi minyak isolasi terhadap kegagalan transformator.

3.8. Teknik Analisis Data

Setelah semua data telah diperoleh, data akan dianalis dengan menggunakan teknik analisis yaitu analisis deskriptif dengan penarikan kesimpulan secara deskriptif berdasarkan data hasil observasi penelitian.

Dalam penelitian ini, peneliti akan melakukan analisis kondisi minyak isolasi Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru berdasarkan kondisi yang didapat dari hasil pengujian DGA sesuai Tabel 3.1, pengujian karakteristik minyak sesuai Tabel 3.2, dan pengujian furan sesuai dengan Tabel 3.3 lalu melihat kondisi apa saja yang buruk dan dapat mempengaruhi kegagalan transformator.

BAB IV

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

4.1. Hasil Penelitian

4.1.1 Spesifikasi Trafo

Penelitian dilakukan dengan menggunakan sampel transformator yang berada di APP Pulogadung, pengujian dilakukan di laboratorium APP Cawang. Sampel yang digunakan adalah Trafo 1 Karet Baru, Trafo 2 Karet Baru, dan Trafo 3 Karet Baru. Spesifikasi sampel transformator akan dijelaskan pada Tabel 4.1, Tabel 4.2, dan Tabel 4.3.

Tabel 4.1 Spesifikasi Trafo 1 Karet Baru

NAMA GI/GIS		GIS KARET BARU
NAMA BAY		TRF#1
MERK		UNINDO
TYPE		N-RANGE
DAYA (mVA)		60 Mva
RATING TEGANGAN (kV)	PRIMER	150 Kv
	SEKUNDER	20 Kv
RATING ARUS (A)	PRIMER	231 A
	TERSIER	1732 A
PHASA		RST
TEGANGAN OPERASI (kV)		150/20 kV
TANGGAL OPERASI		30 Juni 2013
TAHUN BUAT		2011
BUATAN		INDONESIA
STANDARD		IEC 60076: 1976
JENIS KONSERVATOR		OPEN BREATHER
VECTOR GROUP		YNyn0
TYPE OF COOLING		ONAN/ONAF
JENIS MINYAK		NYNAS
BERAT (Kg)	MINYAK	19400 Kg
	TOTAL	86800 Kg

Tabel 4.2 Spesifikasi Trafo 2 Karet Baru

NAMA GI/GIS		GIS KARET BARU
NAMA BAY		TRF#2
MERK		MEIDENSHA
TYPE		BORSL-E 60000
DAYA (mVA)		60 mVA
RATING TEGANGAN (kV)	PRIMER	150 Kv
	SEKUNDER	20 Kv
RATING ARUS (A)	PRIMER	231 A
	TERSIER	1732 A
PHASA		RST
TEGANGAN OPERASI (kV)		150/20 kV
TANGGAL OPERASI		3 Januari 1987
TAHUN BUAT		1984
BUATAN		JEPANG
STANDARD		IEC 60076: 1976
JENIS KONSERVATOR		OPEN BREATHER
VECTOR GROUP		YNyn0
TYPE OF COOLING		ONAN/ONAF
JENIS MINYAK		DIALA B
BERAT (Kg)	MINYAK	16700 Kg
	TOTAL	81000 Kg

Tabel 4.3 Spesifikasi Trafo 3 Karet Baru

NAMA GI/GIS		GIS KARET BARU
NAMA BAY		TRF#3
MERK		MEIDENSHA
TYPE		BORSL-E 60000
DAYA (mVA)		60 mVA
RATING TEGANGAN (kV)	PRIMER	150 Kv
	SEKUNDER	20 Kv
RATING ARUS (A)	PRIMER	231 A
	TERSIER	1732 A
PHASA		RST
TEGANGAN OPERASI (kV)		150/20 kV
TANGGAL OPERASI		3 Januari 1987
TAHUN BUAT		1984

Tabel 4.3 (Lanjutan)

BUATAN		JEPANG
STANDARD		IEC 60076: 1976
JENIS KONSERVATOR		OPEN BREATHER
VECTOR GROUP		YNyn0
TYPE OF COOLING		ONAN/ONAF
JENIS MINYAK		DIALA B
BERAT (Kg)	MINYAK	16700 Kg
	TOTAL	81000 Kg

4.1.2. Data pengujian DGA

Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) bertujuan untuk mengetahui kandungan gas yang terdapat dalam minyak isolasi. Berdasarkan Lampiran 1, data-data hasil pengujian dimasukan ke dalam tabel penelitian agar lebih mudah untuk dianalisis.

Tabel 4.4 Data Pengujian DGA

Transformator	Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)					Rata-rata
		1	2	3	4	5	
Trafo 1 Karet Baru 150 kV	H_2	8	11.65	10.89	11.41	11.29	10.65
	CH_4	1188.68	1034.82	1133.62	1130.32	1044.81	1106.45
	C_2H_2	-	-	-	-	-	-
	C_2H_4	23.07	26.44	23.27	25.8	21.63	24.04
	C_2H_6	30.51	30.01	30.14	30.48	31.01	30.43
	CO	-	-	-	-	-	-
	CO_2	3133.80	3093.19	2885.40	2869.81	2746.75	2945.79
	TDCG	1250.26	1102.92	1197.92	1198.01	1108.74	1171.57
Trafo 2 Karet Baru 150 kV	H_2	10.39	9.25	11.69	10.93	9.17	10.29
	CH_4	751.30	753.11	706.23	775.09	747.81	746.71
	C_2H_2	-	-	-	-	-	-
	C_2H_4	50.29	43.76	49.25	42.85	43.52	45.94
	C_2H_6	-	-	-	-	-	-
	CO	-	-	-	-	-	-
	CO_2	3670.54	3413.59	3673.79	3766.27	3558.74	3616.58
	TDCG	811.98	806.12	767.17	828.87	800.5	802.92
Trafo 3 Karet Baru 150 kV	H_2	10.55	10.43	9.35	10.30	11.79	10.48
	CH_4	631.86	1176.72	1025	1136.64	1071.27	1008.3
	C_2H_2	-	-	-	-	-	-
	C_2H_4	42.7	58.59	61.82	58.96	59.97	56.41
	C_2H_6	-	-	-	-	-	-
	CO	-	-	-	-	-	-
	CO_2	2424.42	4336.98	4070.15	4218.47	4108.5	3831.7
	TDCG	685.11	1245.74	1096.17	1205.9	1143.03	1075.19

Berdasarkan Tabel 4.4, dapat disimpulkan minyak transformator dilakukan pengujian DGA selama 5 kali, lalu ditemukan rata-rata dari hasil pengujian. Penyesuaian ini dilakukan dengan melihat setiap parameter pengujian agar setiap gas yang terkandung dalam minyak transformator dapat dianalisis. Analisis dilakukan dengan melihat parameter pengujian dari setiap transformator. Parameter dalam pengujian DGA yaitu hidrogen (H_2), metana (CH_4), asetilen (C_2H_2), etilen (C_2H_4), etana (C_2H_6), karbon monoksida (CO), karbon dioksida (CO_2), dan TDCG (*total dissolves combustble gas*).

Gas Hidrogen (H_2) dapat terbentuk dalam suhu 150°C dan sumber gas hidrogen berasal dari *partial discharge, thermal faults, power discharges, rust, galvanized parts, stainless steel, sunlight,* dan *arching* yang terjadi pada transformator. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah gas hidrogen yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 10.65 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 10.29 ppm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 10.48 ppm.

Gas metana (CH_4) dapat terbentuk dalam suhu 150°C dan sumber gas metana berasal dari *corona partial discharge (sparking), low & medium temperature thermal faults* yang terjadi didalam transformator. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah gas metana dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 1106.45 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 746.71 ppm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 1008.3 ppm.

Gas asetilen (C_2H_2) dapat terbentuk dalam suhu lebih dari 700°C dan sumber gas asetilen berasal dari *very hot spot, low-energy discharge (spitting from floating part); high energy discharge (arc)* yang terjadi didalam transformator. Berdasarkan

Tabel 4.4, gas asetilen tidak terdeteksi dalam minyak Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru.

Gas etilen (C_2H_4) dapat terbentuk dalam suhu lebih dari 300°C dan terjadinya dekomposisi minyak. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah gas etilen dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 24.04 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 45.94 ppm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 56.41 ppm.

Gas etana (C_2H_6) dapat terbentuk dalam suhu sekitar 150°C - 300°C dan terjadinya dekomposisi minyak. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah gas etilen yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 30.43 ppm, sedangkan Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru tidak terdeteksi.

Gas karbon monoksida (CO) dapat terbentuk ketika minyak mengalami karbonisasi. Berdasarkan Tabel 4.4, gas karbon monoksida tidak terdeteksi dalam minyak Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru.

Gas karbon dioksida (CO_2) dapat terbentuk ketika minyak memiliki kandungan asam yang sangat tinggi. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah gas karbon dioksida yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 2945.79 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 3616 ppm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 3831.7 ppm.

Parameter terakhir yang terdapat dalam pengujian DGA ialah TDCG. TDCG didapatkan dari total penjumlahan gas hidrogen (H_2), metana (CH_4), asetilen (C_2H_2), etilen (C_2H_4) dan etana (C_2H_6) yang terkandung dalam minyak transformator. TDCG yang tinggi dapat mengindikasikan bahwa terjadinya dekomposisi pada sistem isolasi dan kemungkinan transformator akan mengalami kegagalan. Berdasarkan Tabel 4.4, jumlah TDCG yang terkandung dalam minyak

Trafo 1 Karet Baru sebesar 1171.57 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 802.92 ppm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 1075.19 ppm.

4.1.3. Data Pengujian Karakteristik Minyak

Pengujian karakteristik minyak bertujuan untuk mengetahui kualitas isolasi pada minyak transformator. Berdasarkan Lampiran 2, data-data hasil pengujian dimasukan ke dalam tabel penelitian agar lebih mudah untuk dianalisis.

Tabel 4.5 Data Pengujian Karakteristik Minyak

Transformator	Parameter Pengujian	Satuan	Hasil Pengujian					Rata-rata
			1	2	3	4	5	
Trafo 1 Karet Baru 150 kV	Tegangan Tembus	kV/2.5mm	74.5	74.4	74.6	74.7	74.8	74.6
	Kadar Air	ppm	27	22.8	19.6	19	21.4	21.96
	Warna		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	Kadar Asam	KOH/g	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	IFT	mN/m	32.6	32.2	32.3	31.6	32.1	32.16
Trafo 2 Karet Baru 150 kV	Tegangan Tembus	kV/2.5mm	36	40.4	38	35.7	35.4	37.1
	Kadar Air	ppm	35.4	29	33.2	29.6	27.8	31
	Warna		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	Kadar Asam	KOH/g	0.12	0.13	0.12	0.13	0.13	0.12
	IFT	mN/m	24.4	24.5	24.6	24.4	24.5	24.4
Trafo 3 Karet Baru 150 kV	Tegangan Tembus	kV/2.5mm	62.2	57.9	55.4	68.6	65.7	61.96
	Kadar Air	ppm	27.8	25.6	25	25.6	25.8	25.96
	Warna		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
	Kadar Asam	KOH/g	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
	IFT	mN/m	21.3	23.8	23.8	23.5	24.1	23.3

Berdasarkan Tabel 4.5, dapat disimpulkan minyak transformator dilakukan pengujian karakteristik minyak selama 5 kali, lalu ditemukan rata-rata dari hasil pengujian. Parameter dalam pengujian karakteristik minyak yaitu tegangan tembus, kadar air, warna, kadar asam, dan tegangan antar-muka/IFT.

Tegangan tembus dapat mengalami penurunan karena minyak tersebut sudah mengandung kadar air yang tinggi dan pertikel ï partikel solid yang

terkandung dalam minyak. Berdasarkan Tabel 4.5, nilai tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 74.6 kV/2.5mm, Trafo 2 Karet Baru 37.1 kV/2.5mm, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 61.9 kV/2.5mm.

Kadar air dalam minyak dapat terbentuk disebabkan oleh pemanasan lebih yang terjadi dalam transformator dan menyebabkan sejumlah atom hidrogen (H_2) dan oksigen (O_2) bebas bergerak yang nantinya akan membentuk air (H_2O). Berdasarkan Tabel 4.5, kandungan kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 21.96 ppm, Trafo 2 Karet Baru sebesar 31 ppm dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 25.96 ppm.

Warna dalam minyak transformator didapatkan dari endapan yang terlarut, semakin tinggi endapan yang terdapat dalam minyak, maka warna minyak akan semakin gelap. Berdasarkan Tabel 4.5, nilai warna yang dimiliki minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 0.9, Trafo 2 Karet Baru sebesar 6.3, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 6.1.

Senyawa asam merupakan hasil dari proses oksidasi yang terjadi dalam minyak transformator. Berdasarkan Tabel 4.5, nilai kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 0.02 KOH/g, Trafo 2 Karet Baru sebesar 0.12 KOH/g, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 0.15 KOH/g.

Tegangan antar-muka atau IFT dapat mengalami penurunan karena terjadinya peningkatan nilai kadar asam dalam minyak transformator. Berdasarkan Tabel 4.5, nilai tegangan antar-muka yang dimiliki minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 32.16 mN/m, Trafo 2 Karet Baru sebesar 24.4 mN/m, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 23.3 mN/m.

4.1.4. Data Pengujian Furan

Pengujian furan bertujuan untuk mengetahui kualitas kertas isolasi yang mengalami dekomposisi minyak transformator. Berdasarkan Lampiran 3, data-data hasil pengujian dimasukan ke dalam tabel penelitian agar lebih mudah untuk dianalisis.

4.6 Data Pengujian Furan

Transformator	Parameter Pengujian	Hasil Pegujian (ppb)					Rata-rata
		1	2	3	4	5	
Trafo 1 Karet Baru 150 kV	5H2F	70.23	70.43	73.94	77.42	78	74
	2FOL	200.31	200.33	200.43	198.33	199.55	199.79
	2FAL	246	245	245	247.93	248.42	246.73
	2ACF	298.77	294.75	292.33	295	296	295.37
	5M2F	243.22	243.55	242.88	242.11	241.33	242.62
Trafo 2 Karet Baru 150 kV	5H2F	44.44	44.23	46.44	46	47.42	45.71
	2FOL	256.43	254.83	278.23	268.44	298.33	271.25
	2FAL	743	744	745	756.23	747.42	747.29
	2ACF	0	0	0	0	0	0
	5M2F	174.8	175.42	176.42	173.42	178.44	175.7
Trafo 3 Karet Baru 150 kV	5H2F	156.44	155.67	157.23	154.22	159.32	156.58
	2FOL	2043.22	2021.33	2031.65	2035.39	2040.41	2034.4
	2FAL	544	546	544	544.28	549.77	545.53
	2ACF	0	0	0	0	0	0
	5M2F	345.44	347.75	350.41	353.32	357.32	350.85

Berdasarkan Tabel 4.6, dapat disimpulkan minyak transformator dilakukan pengujian furan selama 5 kali, lalu ditemukan rata-rata dari hasil pengujian. Parameter dalam pengujian furan yaitu 5H2F (5 hidroksimetil 2 furaldehid), 2FOL (2 fulfurol), 2FAL (2 furaldehid), 2ACF (2 asetilfuran), 5M2F (5 metil 2 furaldehid). Penyesuaian dalam pengujian furan hanya dilakukan untuk parameter 2FAL, karena parameter 2FAL adalah parameter yang terpenting dalam pengujian furan. Analisis dilakukan dengan melihat 2FAL dari setiap transformator. Nilai

rata-rata 2FAL digunakan untuk mendapatkan penurunan tingkat DP (*degree of polymerization*).

Senyawa 2FAL merupakan hasil dari dekomposisi kertas isolasi transformator yang disebabkan oleh proses oksidasi pada minyak transformator, kandungan asam yang tinggi serta nilai senyawa karbon yang tinggi. 2FAL yang tinggi dapat mengindikasikan bahwa kandungan asam dan senyawa karbon dalam minyak transformator sangat tinggi. Semakin tinggi nilai 2FAL maka semakin besar penurunan nilai DP.

Berdasarkan Tabel 4.6, nilai 2FAL yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 246.73 ppb, Trafo 2 Karet Baru sebesar 747.29 ppb, dan Trafo 3 Karet Baru sebesar 545.53 ppb.

4.1.5 Analisis Data

Berdasarkan pengujian yang sudah dilakukan terhadap tiga sample transformator, maka akan dianalisis indikasi kegagalan setiap transformator berdasarkan setiap parameter pengujian.

4.1.5.1 Trafo 1 Karet Baru

A. DGA

Tabel 4.7 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
H_2	10.65	100	101-700	701-1800	>1800	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.7, gas hidrogen (H_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 10.65 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas hidrogen yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 1. Hal ini

berarti, kandungan gas hidrogen pada minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.8 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CH_4	1106.45	120	121-400	401-1000	>1000	Kondisi 4

Berdasarkan Tabel 4.8, gas metana (CH_4) yang terkandung dalam minyak sebesar 1106.45 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas metana yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 4. Hal ini berarti, kandungan gas metana pada minyak Trafo 1 Karet Baru menyebabkan *sparking* dalam transformator.

Tabel 4.9 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_2	-	1	2-9	10-35	>35	-

Berdasarkan Tabel 4.9, gas asetilen (C_2H_2) dalam minyak Trafo 1 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.10 Hasil Pengujian Gas Etilen Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_4	24.04	50	51-100	101-200	>200	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.10, gas etilen (C_2H_4) yang terkandung dalam minyak sebesar 24.04 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas

etilen yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas etilen pada minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.11 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_6	30.43	65	66-100	101-150	>150	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.11, gas etana (C_2H_6) yang terkandung dalam minyak sebesar 30.43 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas etana yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas etana pada minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.12 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO	-	350	351-570	571-1400	>1400	-

Berdasarkan Tabel 4.12 gas karbon monoksida (CO) dalam minyak Trafo 1 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.13 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO_2	2945.79	2500	2501-4000	4001-10000	>10000	Kondisi 2

Berdasarkan Tabel 4.13, gas karbon dioksida (CO_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 2945.79 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas karbon dioksida yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas karbon dioksida pada minyak Trafo 1 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.14 Hasil Pengujian TDCG Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
TDCG	1171.57	720	721-1920	1921-4630	>4630	Kondisi 2

Parameter pengujian terakhir ialah TDCG. Berdasarkan Tabel 4.14, Trafo 1 Karet Baru memiliki nilai TDCG yang cukup tinggi yaitu 1171.57 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi TDCG yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, TDCG pada minyak Trafo 1 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 1 Karet Baru mengalami kegagalan transformator yang disebabkan tingginya kondisi gas metana yang terkandung dalam minyak transformator. Kegagalan tersebut yaitu: *sparking*.

B. Karakteristik Minyak

Tabel 4.15 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (kV/2.5mm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Tegangan Tembus	74.6	> 50	40-50	< 40	Bagus

Berdasarkan Tabel 4.15, tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 74.6 kV/2.5mm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 1 berada dalam kondisi bagus. Hal ini berarti, tegangan tembus minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.16 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Air	21.96	< 5	5-10	> 10	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.16, kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 21.96 ppm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti, kadar air dalam minyak Trafo 1 Karet Baru mempengaruhi kegagalan transformator berupa *ageing tendency of liquid and solid insulation*.

Tabel 4.17 Hasil Pengujian Warna Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian	S.D. Myers			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Warna	0.9	< 3,5		> 3,5	Bagus

Berdasarkan Tabel 4.17, warna minyak Trafo 1 Karet Baru masih dalam keadaan jernih, dan berdasarkan hasil pengujian menunjukkan nilai sebesar 0.9. Sesuai dengan standar S.D Myers, maka kondisi warna yang dimiliki minyak Trafo 1 berada dalam kondisi bagus. Hal ini berarti, warna minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.18 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mg KOH/g)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Asam	0.02	< 0,1	0,1-0,2	> 0,2	Bagus

Berdasarkan Tabel 4.18, kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 0.02 mg KOH/g. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi bagus. Hal ini berarti, kadar asam dalam minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.19 Hasil Pengujian IFT Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mN/m)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
IFT	32.16	> 28	22-28	< 28	Bagus

Berdasarkan Tabel 4.19, tegangan antar-muka/IFT dalam minyak Trafo 1 Karet Baru sebesar 32.16 mN/m. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi IFT yang dimiliki minyak Trafo 1 berada dalam kondisi bagus. Hal ini berarti, IFT minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 1 Karet Baru mengalami kegagalan transformator yang disebabkan oleh tingginya kadar air. Kegagalan tersebut yaitu: *ageing tendency of liquid and solid insulation*.

C. Furan

Tabel 4.20 Hasil Pengujian Furan Trafo 1 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppb)	Kondisi (IEC 61198 ed. 1 1993)					Keterangan
		1	2	3	4	5	
2FAL	246.73	<473	473-2196	2197-3563	3564-4918	>4919	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.20, 2FAL yang terkandung dalam minyak sebesar 246.73 ppb. Sesuai dengan standar IEC 61198, maka kondisi 2FAL yang terkandung dalam minyak Trafo 1 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan 2FAL minyak Trafo 1 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator. Nilai DP dapat dicari dengan perhitungan yang menggunakan nilai 2FAL yang didapat.

Nilai DP untuk Trafo 1 Karet Baru yaitu:

$$\text{[illegible]}$$

$$\text{[illegible]}$$

$$\text{[illegible]}$$

$$\text{[illegible]}$$

$$\text{[illegible]}$$

Berdasarkan hasil analisis 2FAL yang terkandung dalam minyak transformator dan perhitungan DP, dapat disimpulkan bahwa Trafo 1 Karet Baru mengalami sedikit penurunan nilai DP hingga 620.94. Berdasarkan nilai DP maka dapat disimpulkan sedikit terjadi degradasi nilai kertas.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 1 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, serta sedikit degredasi kertas isolasi yang ditunjukkan dengan penurunan nilai DP.

4.1.5.2 Trafo 2 Karet Baru

A. DGA

Tabel 4.21 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
H_2	10.29	100	101-700	701-1800	>1800	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.21, gas hidrogen (H_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 10.29 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas hidrogen yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas hidrogen pada minyak Trafo 2 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.22 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CH_4	746.71	120	121-400	401-1000	>1000	Kondisi 3

Berdasarkan Tabel 4.22, gas metana (CH_4) yang terkandung dalam minya/k sebesar 746.71 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas metana yang terkandung dalam

minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 3. Hal ini berarti, kandungan gas metana pada minyak Trafo 2 Karet Baru menyebabkan *sparking* dalam transformator.

Tabel 4.23 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_2	-	1	2-9	10-35	>35	-

Berdasarkan Tabel 4.23, gas asetilen (C_2H_2) dalam minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.24 Hasil Pengujian Gas Etilen Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_4	45.94	50	51-100	101-200	>200	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.24, gas etilen (C_2H_4) yang terkandung dalam minyak sebesar 45.94 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas etilen yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas etilen pada minyak Trafo 2 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.25 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_6	-	65	66-100	101-150	>150	-

Berdasarka Tabel 4.25, gas etana (C_2H_6) dalam minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.26 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO	-	350	351-570	571-1400	>1400	-

Berdasarkan Tabel 4.26, gas karbon monoksida (CO) dalam minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.27 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO_2	3616.58	2500	2501-4000	4001-10000	>10000	Kondisi 2

Berdasarkan Tabel 4.27, gas karbon dioksida (CO_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 3616.58 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas karbon dioksida yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas karbon dioksida pada minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.28 Hasil Pengujian TDCG Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
TDCG	802.92	720	721-1920	1921-4630	>4630	Kondisi 2

Parameter pengujian terakhir ialah TDCG. Berdasarkan Tabel 4.28, Trafo 2 Karet Baru memiliki nilai TDCG yang cukup tinggi yaitu 802.92. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas hidrogen yang terkandung dalam

minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, TDCG pada minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mengalami kegagalan transformator yang disebabkan oleh tingginya gas metana. Kegagalan tersebut yaitu: *sparking*.

B. Karakteristik Minyak

Tabel 4.29 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (kV/2.5mm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Tegangan Tembus	37.1	> 50	40-50	< 40	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.29, tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 2 Karet Baru sebesar 37.1 kV/2.5mm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 2 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti, tegangan tembus minyak Trafo 2 Karet Baru menyebabkan *electric stress* yang terjadi dalam transformator.

Tabel 4.30 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Air	31	< 5	5-10	> 10	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.30, kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 2 Karet Baru sebesar 31 ppm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti,

kadar air dalam minyak Trafo 2 Karet Baru mempengaruhi kegagalan transformator berupa *ageing tendency of liquid and solid insulation*.

Tabel 4.31 Hasil Pengujian Warna Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian	S.D. Myers			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Warna	6.3	< 3,5		> 3,5	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.31, warna minyak Trafo 2 Karet Baru masih sudah kotor, dan berdasarkan hasil pengujian menunjukkan nilai sebesar 6.3. Sesuai dengan standar S.D Myers, maka kondisi warna yang dimiliki minyak Trafo 2 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti, warna minyak Trafo 2 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator yaitu: *oil degradation*.

Tabel 4.32 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mg KOH/g)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Asam	0.12	< 0,1	0,1-0,2	> 0,2	Cukup

Berdasarkan Tabel 4.32, kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 2 Karet Baru sebesar 0.12 mg KOH/g. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi cukup. Hal ini berarti, kadar asam dalam minyak Trafo 2 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator yaitu: *degradation of cellulosic* dan *corrosion of metal parts*.

Tabel 4.33 Hasil Pengujian IFT Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mN/m)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
IFT	24.48	> 28	22-28	< 28	Cukup

Berdasarkan Tabel 4.33, Tegangan antar-muka/IFT dalam minyak Trafo 2 Karet Baru sebesar 24.48 mN/m. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi IFT yang dimiliki minyak Trafo 2 berada dalam kondisi cukup. Hal ini berarti, IFT minyak Trafo 2 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mempunyai kualitas minyak yang buruk, karena disebabkan oleh buruknya kondisi tegangan tembus, warna, serta kadar air. Kondisi kualitas minyak yang buruk mempengarhui kegagalan transformato. Kegagalan tersebut yaitu: *electric stress*, *ageing tendency of liquid and solid insulation*, dan *oil degradation*.

C. Furan

Tabel 4.34 Hasil Pengujian Furan Trafo 2 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppb)	Kondisi (IEC 61198 ed. 1 1993)					Keterangan
		1	2	3	4	5	
2FAL	747.29	<473	473-2196	2197-3563	3564-4918	>4919	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.34, 2FAL yang terkandung dalam minyak sebesar 747.29 ppb. Sesuai dengan standar IEC 61198, maka kondisi 2FAL yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, kandungan 2FAL minyak Trafo 2 Karet Baru mempengaruhi percepatan *aging*. Nilai DP dapat dicari dengan perhitungan yang menggunakan nilai 2FAL yang didapat.

Nilai DP untuk Trafo 2 Karet Baru yaitu:

Berdasarkan hasil analisis 2FAL yang terkandung dalam minyak transformator dan perhitungan DP, dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mengalami sedikit penurunan nilai DP hingga 483.43. Berdasarkan nilai DP maka dapat disimpulkan terjadi penurunan kertas isolasi tapi masih jauh dari nilai kritis.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *electric stress* yang disebabkan oleh penurunan nilai tegangan tembus, *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, *oil degradation* yang disebabkan buruknya warna minyak, serta terjadi penurunan kertas isolasi tapi masih jauh dari nilai kritis.yang disebabkan penurunan nilai DP.

4.1.5.3 Trafo 3 Karet Baru

A. DGA

Tabel 4.35 Hasil Pengujian Gas Hidrogen Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
H_2	10.48	100	101-700	701-1800	>1800	Kondisi 1

Berdasarkan Tabel 4.35, gas hidrogen (H_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 10.48 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas hidrogen yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 1. Hal ini berarti, kandungan gas hidrogen pada minyak Trafo 3 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.36 Hasil Pengujian Gas Metana Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CH_4	1008.3	120	121-400	401-1000	>1000	Kondisi 4

Berdasarkan Tabel 4.36, gas metana (CH_4) yang terkandung dalam minyak sebesar 1008.3 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas metana yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 4. Hal ini berarti, kandungan gas metana pada minyak Trafo 3 Karet Baru menyebabkan *sparking* dalam transformator.

Tabel 4.37 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_2	-	1	2-9	10-35	>35	-

Berdasarkan Tabel 4.37, gas asetilen (C_2H_2) dalam minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.38 Hasil Pengujian Gas Asetilen Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_4	56.41	50	51-100	101-200	>200	Kondisi 2

Berdasarkan Tabel 4.38, gas etilen (C_2H_4) yang terkandung dalam minyak sebesar 56.41 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas etilen yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, kandungan gas etilen pada minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.39 Hasil Pengujian Gas Etana Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
C_2H_6	-	65	66-100	101-150	>150	-

Berdasarkan Tabel 4.39, gas etana (C_2H_6) dalam minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.40 Hasil Pengujian Gas Karbon Monoksida Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO	-	350	351-570	571-1400	>1400	-

Berdasarkan Tabel 4.40 gas karbon monoksida (CO) dalam minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terdeteksi dalam pengujian DGA dikarenakan tidak terdapatnya kegagalan transformator yang dapat menyebabkan gas tersebut muncul.

Tabel 4.41 Hasil Pengujian Gas Karbon Dioksida Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
CO_2	3831.7	2500	2501-4000	4001-10000	>10000	Kondisi 2

Berdasarkan Tabel 4.41, gas karbon dioksida (CO_2) yang terkandung dalam minyak sebesar 3831.7 ppm. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi gas karbon dioksida yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, kandungan gas karbon dioksida pada minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.42 Hasil Pengujian TDCG Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Kondisi (IEEE C.57-104.2008)				Keterangan
		1	2	3	4	
TDCG	1075.19	720	721-1920	1921-4630	>4630	Kondisi 2

Parameter pengujian terakhir ialah TDCG. Berdasarkan Tabel 4.42, Trafo 3 Karet Baru memiliki nilai TDCG yang cukup tinggi yaitu 1075.19. Sesuai dengan standar IEEE C.57-104.2008, maka kondisi TDCG yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, TDCG pada minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Berdasarkan hasil analisis setiap kandungan gas terlarut, dapat disimpulkan bahwa Trafo 3 Karet Baru mengalami kegagalan transformator yang disebabkan oleh tingginya gas metana. Kegagalan tersebut yaitu: *sparking*.

B. Karakteristik Minyak

Tabel 4.43 Hasil Pengujian Tegangan Tembus Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (kV/2.5mm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Tegangan Tembus	61.96	> 50	40-50	< 40	Bagus

Berdasarkan Tabel 4.43, tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 3 Karet Baru sebesar 61.96 kV/2.5mm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi tegangan tembus yang dimiliki minyak Trafo 3 berada dalam kondisi bagus. Hal ini berarti, tegangan tembus minyak Trafo 3 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator.

Tabel 4.44 Hasil Pengujian Kadar Air Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppm)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Air	25.96	< 5	5-10	> 10	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.44, kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 3 Karet Baru sebesar 25.96 ppm. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kadar air yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti, kadar air dalam minyak Trafo 3 Karet Baru mempengaruhi kegagalan transformator berupa *ageing tendency of liquid and solid insulation*.

Tabel 4.45 Hasil Pengujian Warna Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian	S.D. Myers			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Warna	6.1	< 3,5		> 3,5	Buruk

Berdasarkan Tabel 4.45, warna minyak Trafo 3 Karet Baru sudah tidak jernih, dan berdasarkan hasil pengujian menunjukkan nilai sebesar 6.1. Sesuai dengan standar S.D Myers, maka kondisi warna yang dimiliki minyak Trafo 3 berada dalam kondisi buruk. Hal ini berarti, warna minyak Trafo 3 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator yaitu: *oil degradation*.

Tabel 4.46 Hasil Pengujian Kadar Asam Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mg KOH/g)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
Kadar Asam	0.15	< 0,1	0,1-0,2	> 0,2	Cukup

Berdasarkan Tabel 4.46, kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 3 Karet Baru sebesar 0.15 mg KOH/g. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi kadar asam yang terkandung dalam minyak Trafo 2 berada dalam kondisi cukup. Hal ini berarti, kadar asam dalam minyak Trafo 2 Karet Baru tidak mempengaruhi kegagalan transformator yaitu: *degradation of cellulosic* dan *corrosion of metal parts*.

Tabel 4.47 Hasil Pengujian IFT Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (mN/m)	Standar IEC 60422			Keterangan
		Bagus	Cukup	Buruk	
IFT	23.3	> 28	22-28	< 28	Cukup

Berdasarkan Tabel 4.47, tegangan antar-muka/IFT dalam minyak Trafo 3 Karet Baru sebesar 23.3 mN/m. Sesuai dengan standar IEC 60422, maka kondisi

IFT yang dimiliki minyak Trafo 3 berada dalam kondisi cukup. Hal ini berarti, IFT minyak Trafo 3 Karet Baru tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator.

Berdasarkan hasil analisis setiap karakteristik minyak, dapat disimpulkan bahwa Trafo 3 Karet Baru mempunyai kualitas minyak yang cukup buruk, karena disebabkan oleh buruknya kondisi warna, serta kadar air. Kondisi kualitas minyak yang buruk mempengarhui kegagalan transformator. Kegagalan tersebut yaitu: *ageing tendency of liquid and solid insulation*, dan *oil degradation*.

C. Furan

Tabel 4.48 Hasil Pengujian Furan Trafo 3 Karet Baru

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian (ppb)	Kondisi (IEC 61198 ed. 1 1993)					Keterangan
		1	2	3	4	5	
2FAL	545.53	<473	473-2196	2197-3563	3564-4918	>4919	Kondisi 2

Berdasarkan Tabel 4.48, 2FAL yang terkandung dalam minyak sebesar 545.53 ppb. Sesuai dengan standar IEC 61198, maka kondisi 2FAL yang terkandung dalam minyak Trafo 3 berada dalam kondisi 2. Hal ini berarti, kandungan 2FAL minyak Trafo 3 Karet Baru mempengaruhi percepatan *aging*. Nilai DP dapat dicari dengan perhitungan yang menggunakan nilai 2FAL yang didapat.

Nilai DP untuk Trafo 3 Karet Baru yaitu:

$$\text{[illegible]} = \frac{\text{[illegible]}}{\text{[illegible]}}$$

$$\text{[illegible]} = \frac{\text{[illegible]}}{\text{[illegible]}}$$

$$\text{[illegible]} = \frac{\text{[illegible]}}{\text{[illegible]}}$$

Ὀ ὖ سي طي ρ ϑ ψ ς ψ χ
طي π ħ π σ υ

Ὀ ὖ سي υ ς ϑ ς ψ

Berdasarkan hasil analisis 2FAL yang terkandung dalam minyak transformator dan perhitungan DP, dapat disimpulkan bahwa Trafo 3 Karet Baru mengalami sedikit penurunan nilai DP hingga 522.48. Berdasarkan nilai DP maka dapat disimpulkan sedikit terjadi degradasi kertas isolasi.

Dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, *oil degradation* yang disebabkan buruknya warna minyak, serta sedikit terjadi degradasi kertas isolasi yang disebabkan oleh penurunan nilai DP.

4.2 Hasil Analisis

Berdasarkan analisis yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa kondisi minyak transformator yang buruk berdasarkan parameter pengujian yang dominan mempengaruhi kegagalan transformator ialah gas metana (CH_4), tegangan tembus, warna, dan kadar air.

Berdasarkan kondisi gas metana (CH_4) yang didapatkan dari Tabel 4.4. Trafo 1, Trafo 2, dan Trafo 3 Karet Baru berada di kondisi buruk karena berada dalam kondisi 3 dan 4. Berdasarkan kondisi gas metana, maka dapat menyebabkan *sparking* dalam transformator.

Berdasarkan kondisi tegangan tembus yang didapatkan dari Tabel 4.5, hanya Trafo 2 Karet Baru yang berada dalam kondisi buruk. Berdasarkan kondisi tegangan tembus, maka mempengaruhi kegagalan transformator yang menyebabkan *electric stress* dalam transformator.

Berdasarkan kondisi warna yang didapatkan dari Tabel 4.5, hanya Trafo 2 dan Trafo 3 Karet Baru yang berada dalam kondisi buruk. Berdasarkan kondisi warna, maka kegagalan transformator yang terjadi ialah *oil degredation*.

Berdasarkan kondisi kadar air yang didapatkan dari Tabel 4.5. Trafo 1, Trafo 2 dan Trafo 3 Karet Baru berada dalam kondisi buruk menurut IEC 60422. Berdasarkan kondisi kadar air, maka dapat mempengaruhi *ageing tendency of liquid and solid insulation*.

Parameter-parameter pengujian yang masih dalam kondisi baik dan tidak terlalu mempengaruhi kegagalan transformator berdasarkan ketiga pengujian minyak yang sudah dilakukan ialah hidrogen (H_2), asetilen (C_2H_2), etilen (C_2H_4), etana (C_2H_6), karbon monoksida (CO), karbon dioksida (CO_2), dan TDCG (*total dissolves combustble gas*), kadar asam, IFT, dan kandungan 2FAL.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian, maka kondisi minyak isolasi yang dapat mempengaruhi terhadap kegagalan transformator ialah :

a. Kandungan gas Trafo 1 Karet Baru yang didapatkan dari pengujian DGA ialah: gas hidrogen sebesar 10.65 ppm, gas metana sebesar 1106.45 ppm, gas asetilen tidak terdeteksi, gas etilen sebesar 24.04 ppm, gas etana sebesar 30.43 ppm, gas karbon monoksida tidak terdeteksi, gas karbon dioksida sebesar 2945.79 ppm, TDCG sebesar 1171.57 ppm. Pengujian karakteristik minyak Trafo 1 Karet Baru didapatkan tegangan tembus sebesar 74.6 kV/2.5mm, kadar air 21.96 ppm, warna sebesa 0.9, asam sebesar 0.02 KOH/g, IFT sebesar 32.16 mN/m, dan pengujian furan Trafo 1 Karet Baru didapatkan 2FAL sebesar 246.73 ppb.

b. Kandungan gas Trafo 2 Karet Baru yang didapatkan dari pengujian DGA ialah: gas hidrogen sebesar 10.29 ppm, gas metana sebesar 746.71 ppm, gas asetilen tidak terdeteksi, gas etilen sebesar 45.94 ppm, gas etana tidak terdeteksi, gas karbon monoksida tidak terdeteksi, gas karbon dioksida sebesar 3616 ppm, TDCG sebesar 802.92 ppm. Pengujian karakteristik minyak Trafo 2 Karet Baru didapatkan tegangan tembus sebesar 37.1 kV/2.5mm, kadar air 31 ppm, warna sebesa 6.3, asam sebesar 0.12 KOH/g, IFT sebesar 24.4 mN/m, dan pengujian furan Trafo 2 Karet Baru didapatkan 2FAL sebesar 747.29 ppb.

c. Kandungan gas Trafo 3 Karet Baru yang didapatkan dari pengujian DGA ialah: gas hidrogen sebesar 10.48 ppm, gas metana sebesar 1008.3 ppm, gas asetilen

tidak terdeteksi, gas etilen sebesar 56.41 ppm, gas etana tidak terdeteksi, gas karbon monoksida tidak terdeteksi, gas karbon dioksida sebesar 3831.7 ppm, TDCG sebesar 1075.19 ppm. Pengujian karakteristik minyak Trafo 3 Karet Baru didapatkan tegangan tembus sebesar 61.9 kV/2.5mm, kadar air 25.96 ppm, warna sebesa 6.1, asam sebesar 0.15 KOH/g, IFT sebesar 23.3 mN/m, dan pengujian furan Trafo 3 Karet Baru didapatkan 2FAL sebesar 545.53 ppb.

d. Dapat disimpulkan bahwa Trafo 1 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, serta sedikit degredasi kertas isolasi yang ditunjukkan dengan penurunan nilai DP.

e. Dapat disimpulkan bahwa Trafo 2 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *electric stress* yang disebabkan oleh penurunan nilai tegangan tembus, *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, *oil degradation* yang disebabkan buruknya warna minyak, serta terjadi penurunan kertas isolasi tapi masih jauh dari nilai kritis.yang disebabkan penurunan nilai DP.

f. Dapat disimpulkan bahwa Trafo 3 Karet Baru mengalami kegagalan *sparking* yang disebabkan tingginya gas metana (CH_4), *ageing tendency of liquid and solid insulation* disebabkan tingginya kandungan air yang terdapat di dalam minyak, *oil degradation* yang disebabkan buruknya warna minyak, serta sedikit terjadi degradasi kertas isolasi yang disebabkan oleh penurunan nilai DP.

g. Berdasarkan hasil pengujian DGA, karakteristik minyak, dan furan. Kondisi minyak berdasarkan parameter pengujian yang dominan mempengaruhi kegagalan transformator ialah gas metana (CH_4), tegangan tembus, warna, dan kadar air.

5.2 Saran

Dari hasil penelitian yang dilakukan oleh peneliti, maka dapat disarankan:

1. Penelitian kegagalan sebuah transformator selanjutnya perlu dikembangkan lebih lagi. Selain pengujian minyak yang dilakukan, perlu juga melihat kegagalan-kegagalan yang terjadi selama pengoperasian sebuah transformator.
2. Dari hasil pengujian yang dilakukan, didapatkan adanya kegagalan transformator, untuk itu disarankan tindakan berupa prifikasi pada minyak transformator.

DAFTAR PUSTAKA

Adityawan, Priya Deny. (2012). *Analisis Indikasi Kegagalan Transformator Pada UST Unit 3 PLTU Suralaya dengan Metode Dissolved Gas Analysis*. *Skripsi*. Jakarta: Teknik Elektro, Universitas Mercu Buana.

Arifianto, I. dan B. Cahyono. (2016). *Power Transformer Loading Limitation Guide on its Condition*. Jawa Barat: PT. PLN Persero.

Arismunandar, A. (1975). *Teknik Tegangan Tinggi*. Jakarta: Pradnya Paramita

Aritra, March Bastian. (2009). *Penilitian Kondisi Isolasi Trafo dengan Metode Pembobotan Analytic Hierarchy Process (Studi Kasus IBT-1 & IBT-2 GITET Kembangan)*. Skripsi. Bandung: Teknik Elektro, Institut Teknologi Bandung.

Aziz, Priyadi. (2012). *Analisis Kualitas Minyak Transformator Daya 25 KVA Berdasarkan Data Citra Kamera Termal dan Data Hasil Uji Gas Chromatograph*, Jurnal Teknik Pomits Vol. 1, pp.1-6.

Dhlimini, S., M. (2007). *Bushing Diagnosis Using Artificial Intelligence and Dissolved Gas Analysis*. Johannesburg.

Faishal, M. (2011). *Analisis Indikasi Kegagalan Transformator dengan Metode Dissolved Gas Analysis*, E-journal Teknik Elektro UNDIP, pp.95-102.

Hardityo, Rahmat. (2008). *Deteksi dan Analisis Indikasi Kegagalan Transformator dengan Metode Analisis Gas Terlarut*. Skripsi. Depok: Teknik Elektro, Universitas Indonesia.

Hernanda, Asfani. (2014). *Diagnosis Transformator Daya Menggunakan Metode Indeks Kesehatan*, Jurnal Teknik Pomits Vol. 1, pp.1-6.

IEC 60422. (2013). *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment - Supervision and Maintenance Guidance*. *Edition 4.0*

IEC 61198. (1993). *Mineral Insulating Oils ï Methods for the Determination of 2-Furfural and Related Compunds. Edition 1*.

IEEE Power & Energy Society. (2009). *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. New York: Revision of IEEE Std C57.104-1991.

Kadir, A. (1981). *Transformator*. Jakarta: Pradnya Paramita.

Kadir, A. (2010). *Transformator*. Jakarta: Universitas Indonesia

Kodoati, K., A. (2015). *Analisa Perkiraan Umur Transformator*, E-journal Teknik Elektro dan Komputer ISSN: 2301-8402, pp.35-43.

Koesoemadinata, R., P. (1980). *Geologi Minyak dan Gasbumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Mailatul-Haqqi, Khilda. (2014). *Analisis Karakteristik Busur Api Listrik Tegangan Rendah Pengaruh Impedansi Saluran dan Media Hubung Singkat*. Jurnal Teknik Elektro UDINUS, pp.1-6

PLN. (2014). *Buku Pedoman Pemeliharaan Transformator Tenaga*. Jakarta: PT PLN Persero.

Sinuhaji, Yutinus Pranata. (2012). *Analisis Keadaan Minyak Isolasi Transformator Daya 150 kV Menggunakan Metode Dissolved Gas Analysis (DGA) dan Fuzzy Logic pada Gardu Induk Wilayah Sidoarjo*. Skripsi. Jember : Teknik Elektro, Universitas Jember.

Solikhudin, M. (2010). *Studi Gangguan Interbus Transformer (IBT-1) 500/150 kV di GITET 500 kV Kembangan-Jakarta Barat*. Tesis. Depok: Teknik Elektro, Universitas Indonesia.

SPLN. (2007). *Transformator Tenaga*. Jakarta: PT PLN Persero.

Sugiyono, (2011). *Metode Penelitian Kuantitatif, Kualitatif, dan R&D*. Bandung: AlfaBeta.

Sugiyono, (2016). *Metode Penelitian Pendidikan*. Bandung: AlfaBeta.

Sumanto. (1996). *Teori Transformator*. Yogyakarta: Andi.

LAMPIRAN-LAMPIRAN

LAMPIRAN 1 Labsheet Pengujian *Dissolved Gas Analysis*

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN GAS TERLARUT DALAM MINYAK TRAFO
(Dissolved Gas Analysis)

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru
Trafo : TRF #1
Tanggal : 13 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
H_2	8.00	11.65	10.89	11.41	11.29	10.65	Kondisi 1
CH_4	1188.68	1034.82	1133.62	1130.32	1044.81	1106.45	Kondisi 4
C_2H_2	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
C_2H_4	23.07	26.44	23.27	25.80	21.63	24.04	Kondisi 1
C_2H_6	30.51	30.01	30.14	30.48	31.01	30.43	Kondisi 1
CO	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
CO_2	3133.80	3093.19	2885.40	2869.81	2746.75	2945.79	Kondisi 2

Keterangan Kondisi :
Standar IEEE c57-104.2008

Status	*Dissolved key gas concentration limits*						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Kondisi 1	100	120	1	50	65	350	2500
Kondisi 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000
Kondisi 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000
Kondisi 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Faldi Murisman

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN GAS TERLARUT DALAM MINYAK TRAFO
(Dissolved Gas Analysis)

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #2
Tanggal : 17 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
H_2	10.39	9.25	11.69	10.93	9.17	10.29	Kondisi 1
CH_4	751.30	753.11	706.23	775.09	747.81	746.71	Kondisi 3
C_2H_2	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
C_2H_4	50.298	43.76	49.25	42.85	43.52	45.94	Kondisi 1
C_2H_6	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
CO	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
CO_2	3670.54	3413.59	3673.79	3766.27	3558.74	3616.58	Kondisi 2

Keterangan Kondisi :
Standar IEEE c57-104.2008

Status	*Dissolved key gas concentration limits*						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Kondisi 1	100	120	1	50	65	350	2500
Kondisi 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000
Kondisi 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000
Kondisi 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Paldi Murisman

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN GAS TERLARUT DALAM MINYAK TRAFO
(Dissolved Gas Analysis)

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru
Trafo : TRF #3
Tanggal : 19 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
H_2	10.55	10.43	9.35	10.30	11.79	10.48	Kondisi 1
CH_4	631.86	1176.72	1025.00	1136.64	1071.27	1008.30	Kondisi 4
C_2H_2	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
C_2H_4	42.7	58.59	61.82	58.96	59.97	56.41	Kondisi 2
C_2H_6	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
CO	0	0	0	0	0	0.00	Kondisi 1
CO_2	2424.42	4336.98	4070.15	4218.47	4108.50	3831.70	Kondisi 2

Keterangan Kondisi :
Standar IEEE c57-104.2008

Status	*Dissolved key gas concentration limits*						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Kondisi 1	100	120	1	50	65	350	2500
Kondisi 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000
Kondisi 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000
Kondisi 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Faldi Murisman

LAMPIRAN 2 Labsheet Pengujian Karakteristik Minyak

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN KARAKTERISTIK MINYAK

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #1
Tanggal : 12 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
Tegangan Tembus	74.50	74.40	74.60	74.70	74.80	74.60	Baik
Kadar Air	27.00	22.80	19.60	19.00	21.40	21.96	Buruk
Warna	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.90	Baik
Kadar Asam	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	Baik
Tegangan Antarmuka	32.60	32.20	32.30	31.60	32.10	32.16	Baik

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 60422 dan S.D. Myers

Parameter Pengujian	Kondisi		
	Bagus	Cukup	Buruk
Tegangan Tembus	> 50	40-50	< 40
Kadar Air	< 5	5-10	> 10
Warna	< 3.5		> 3.5
Kadar Asam	< 0.1	0.1-0.2	> 0.2
Tegangan antar-muka	> 28	22-28	< 28

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Faldi Murisman

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN KARAKTERISTIK MINYAK

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #2
Tanggal : 12 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
Tegangan Tembus	36.00	40.40	38.00	35.70	35.40	37.10	Buruk
Kadar Air	35.40	29.00	33.20	29.60	27.80	31.00	Buruk
Warna	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.30	Buruk
Kadar Asam	0.12	0.13	0.12	0.13	0.13	0.12	Cukup
Tegangan Antarmuka	24.40	24.50	24.60	24.40	24.50	24.48	Cukup

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 60422 dan S.D. Myers

Parameter Pengujian	Kondisi		
	Bagus	Cukup	Buruk
Tegangan Tembus	> 50	40-50	< 40
Kadar Air	< 5	5-10	> 10
Warna	< 3.5		> 3.5
Kadar Asam	< 0.1	0.1-0.2	> 0.2
Tegangan antar-muka	> 28	22-28	< 28

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Faldi Murisman

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN KARAKTERISTIK MINYAK

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #3
Tanggal : 12 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
Tegangan Tembus	62.20	57.90	55.40	68.60	65.70	61.96	Baik
Kadar Air	27.80	25.60	25.00	25.60	25.80	25.96	Buruk
Warna	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.10	Buruk
Kadar Asam	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	Cukup
Tegangan Antarmuka	21.30	23.80	23.80	23.50	24.10	23.30	Cukup

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 60422 dan S.D. Myers

Parameter Pengujian	Kondisi		
	Bagus	Cukup	Buruk
Tegangan Tembus	> 50	40-50	< 40
Kadar Air	< 5	5-10	> 10
Warna	< 3.5		> 3.5
Kadar Asam	< 0.1	0.1-0.2	> 0.2
Tegangan antar-muka	> 28	22-28	< 28

Jakarta, 20 Juli 2017

Penguji

Ricky Erlangga

Mengetahui
Teknisi

Faldi Murisman

LAMPIRAN 3 Labsheet Pengujian Furan

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN FURAN

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #1
Tanggal : 24 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
5H2F	70.23	70.43	73.94	77.42	78.00	74.00	-
2FOL	200.31	200.33	200.43	198.33	199.55	199.79	-
2FAL	246	245	245	247.93	248.42	246.73	*Aging* normal
2ACF	298.77	294.75	292.33	295.00	296.00	295.37	-
5M2F	243.22	243.55	242.88	242.11	241.53	242.62	-

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 61198 ed 1 1998

Hasil Uji (ppb)	Keterangan
< 473	*Aging normal*
473-2196	Percepatan *aging*
2197-3563	*Aging* berlebih - Zona bahaya
3564-4918	Beresiko tinggi mengalami kegagalan
> 4919	Usia isolasi telah habis

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Faldi Murisman

Penguji

Ricky Erlangga

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN FURAN

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #2
Tanggal : 24 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
5H2F	44.44	44.23	46.44	46.00	47.42	45.71	-
2FOL	256.43	254.83	278.23	268.44	298.33	271.25	-
2FAL	743	744	745	756.23	747.42	747.29	Percepatan *Aging*
2ACF	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
5M2F	174.80	175.42	176.42	173.42	178.44	175.70	-

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 61198 ed 1 1998

Hasil Uji (ppb)	Keterangan
< 473	*Aging normal*
473-2196	Percepatan *aging*
2197-3563	*Aging* berlebih - Zona bahaya
3564-4918	Beresiko tinggi mengalami kegagalan
> 4919	Usia isolasi telah habis

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Faldi Murisman

PT. PLN (Persero)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
LABORATORIUM CAWANG

PENGUJIAN FURAN

APP : APP Pulogadung
Lokasi : GIS 150 kV Karet Baru

Trafo : TRF #3
Tanggal : 24 Juli 2017

Parameter Pengujian	Hasil Pengujian					Rata-Rata	Kondisi
	1	2	3	4	5		
5H2F	156.44	155.67	157.23	154.22	159.32	156.58	-
2FOL	2043.22	2021.33	2031.65	2035.39	2040.41	2034.40	-
2FAL	544	546	544	544.28	549.77	545.53	Percepatan *Aging*
2ACF	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-
5M2F	345.44	347.75	350.41	353.32	357.32	350.85	-

Keterangan Kondisi :
Standar IEC 61198 ed 1 1998

Hasil Uji (ppb)	Keterangan
< 473	*Aging normal*
473-2196	Percepatan *aging*
2197-3563	*Aging* berlebih - Zona bahaya
3564-4918	Beresiko tinggi mengalami kegagalan
> 4919	Usia isolasi telah habis

Jakarta, 20 Juli 2017
Mengetahui
Teknisi

Penguji

Ricky Erlangga

Baldi Murisman

LAMPIRAN 4 Surat-surat

KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS NEGERI JAKARTA
Kampus Universitas Negeri Jakarta, Jalan Rawamangun Muka, Jakarta 13220
Telepon/Faximile : Rektor : (021) 4893854, PR. I : 4895130, PR II : 4893918, PR III : 4892926, PR IV: 489398
BAUK : 4750930, BAAK : 4759081, BAPSI ; 4752180
Bagian UHTP: Telepon 4893726, Bagian Keuangan: 4892414, Bagian Kepegawaian : 4890536, Bagian HUMAS: 4898
Laman: www.unj.ac.id

Building Future Leaders

Nomor : **0497/UN39.12/KM/2017** **8 Februari 2017**
Lamp. : -
H a l : **Permohonan Izin Mengadakan Penelitian untuk Penulisan Skripsi**

Yth. **HRD PT. PLN (Persero)**
Jl. Raya Cililitan Besar No.1 Cawang Cililitan
Jakarta Timur

Kami mohon kesediaan Saudara untuk dapat menerima Mahasiswa Universitas Negeri Jakarta :

N a m a	:	**Ricky Erlangga**
Nomor Registrasi	:	5115134276
Program Studi	:	Pendidikan Teknik Elektro
Fakultas	:	Teknik Universitas Negeri Jakarta
No. Telp/HP	:	081294430236

Dengan ini kami mohon diberikan ijin mahasiswa tersebut, untuk dapat mengadakan penelitian guna mendapatkan data yang diperlukan dalam rangka penulisan skripsi dengan judul :

"Analisis Pengaruh Keadaan Minyak Isolasi Terhadap Umur Transformator Dengan Metode DGA (Dissolved Gas Analyzed) APP Cawang"

Atas perhatian dan kerjasama Saudara, kami sampaikan terima kasih.

Kepala Biro Akademik, Kemahasiswaan, dan Kerjasama Masyarakat

Woro Sasmoyo, SH
NIP. 19630403 198510 2 001

Tembusan :
1. Dekan Fakultas Teknik
2. Kaprog Pendidikan Teknik Elektro

PT PLN (PERSERO)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
AREA PELAKSANA PEMELIHARAAN CAWANG

Jl. Cililitan Besar No. 1 Cawang Cililitan, Jakarta Timur 13640
Telepon : (021) 8092208 Facsimile : (021) 8091264

Nomor	:	0042/SDM.04.09/APP CWNG/2017 22 Maret 2017
Surat sdr No.	:	0497/UN39.12/KM/2017
Lampiran	:	-
Sifat	:	-
Perihal	:	Penelitian

Kepada :

UNIVERSITAS NEGERI JAKARTA
Jl. Rawamangun Muka

JAKARTA 13220

u.p. Yth. Ka. Biro Akademik Kemahasiswaan dan HUMAS,

Sehubungan dengan surat Saudara Nomor. 0497/UN39.12/KM/2017 tanggal 08 Februari 2017 perihal Permohonan Penelitian, maka kami mengijinkan Mahasiswa Saudara yang tersebut dibawah ini :

N a m a	:	Ricky Erlangga
No. Registrasi	:	5115134276
Program Studi	:	Pendidikan Teknik Elektro

Untuk melaksanakan Penelitian pada tanggal 14 April sd 12 Mei 2017 di PT PLN (Persero) TJBB Area Pelaksana Pemeliharaan Cawang, ***Bidang Haset Base Camp Cawang,*** yang beralamat di Jl. Cililitan Besar No. 1 Jakarta Timur 13640.

Adapun ketentuan yang perlu diperhatikan adalah :

1. Tidak disediakan gaji, konsumsi, transportasi dan penginapan.
2. Mematuhi semua peraturan yang berlaku di lingkungan kerja (memakai Seragam Almamater) dan yang bersangkutan dianjurkan melengkapi dengan polis asuransi kecelakaan.
3. Apabila terjadi kerusakan terhadap peralatan yang disebabkan oleh mahasiswa, menjadi tanggung jawab yang bersangkutan.
4. Segala publikasi terhadap data Perusahaan harus atas sepengetahuan dan ijin tertulis dari pihak Manajemen PT.PLN (Persero) TJBB APP Cawang.
5. Kami hanya mengeluarkan Surat Keterangan Pernah Kerja Praktek/Penelitian di PT PLN (Persero) TJBB Area Pelaksana Pemeliharaan Cawang, apabila laporan kegiatan Praktek Kerja (PKL) / Penelitian sudah kami terima.

Demikian kami sampaikan, dan atas perhatiannya diucapkan terima kasih.

MANAJER,
u.b
PLT ASMAN ADMINISTRASI & UMUM

PT. PLN (Persero) TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT AREA PELAKSANA PEMELIHARAAN CAWANG

HARY TRIWIBOWO

Model 1003

PT PLN (PERSERO)
TRANSMISI JAWA BAGIAN BARAT
AREA PELAKSANA PEMELIHARAAN CAWANG

Jl. Cililitan Besar No. 1 Cawang Cililitan, Jakarta Timur 13640
Telepon : (021) 8092208 Facsimile : (021) 8091264

SURAT KETERANGAN

Nomor : 0050.SKt/SDM.04.09/APP CWNG/2017

PT PLN (Persero) Transmisi Jawa Bagian Barat Area Pemeliharaan Cawang, menerangkan bahwa yang tersebut dibawah ini :

No.	Nama	NIS	Program Studi
1.	Ricky Erlangga	5115134276	Teknik Elektro

Mahasiswa Universitas Negeri Jakarta, telah menyelesaikan Penelitian di PT PLN (Persero) Transmisi Jawa Bagian Barat Area Pelaksana Pemeliharaan Cawang, Bidang Haset Basecamp Cawang, dari tanggal 14 April s.d 12 Mei 2017.

Demikian Surat Keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Jakarta, 11 Agustus 2017
MANAJER,
u.b
PLH. ASMAN ADMINISTRASI DAN UMUM
SPV. ANGGARAN & AKUNTANSI

YANSEN PARTOGI

Model 1001

RIWAYAT HIDUP

Ricky Erlngga, akrab dipanggil Ricky. Peneliti lahir di Jakarta, 18 Agustus 1995. Anak kedua dari Bapak Ramli Sunarto dan Ibu Indirawati. Bertempat tinggal di Jalan Apron 4E No 502 RT 04 RW 10, Kelurahan Kebon Kosong, Kecamatan Kemayoran, Jakarta Pusat, 10630. Selama melaksanakan perkuliahan di Fakultas Teknik Univeritas Negeri Jakarta, Peneliti memiliki pengalaman Praktik Kerja Lapangan (PKL) di PT. PLN (Persero) APP Cawang pada bulan Juli-September 2016 dan Praktik Keterampilan Mengajar (PKM) di Sekolah Menengah Kejuruan (SMK) Angkasa 1 Jakarta pada bulan Agustus-Desember 2016.

Riwayat Pendidikan: SDN Kebon Kosong 15 Pagi (2001-2007), SMPN 5 Jakarta pada tahun (2007-2010), SMAN 5 Jakarta (2010-2013) dan melanjutkan pendidikan di Universitas Negeri Jakarta, Fakultas Teknik, Program Studi Pendidikan Teknik Elektro pada tahun 2013.

Riwayat Organisasi: Awal masuk kuliah, peneliti telah mengikuti kegiatan organisasi maupun acara di kampus diantaranya Publikasi dan Dokumentasi pada KPU Jurusan Teknik Elektro (2013-2014), Staff Humas, Publikasi dan Dokumentasi pada PKMJ Jurusan Teknik Elektro (2014-2015). Staff sKomunikasi dan Informasi pada Himpunan Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro (2014-2016).

Akhirnya Peneliti telah mempublikasikan p
Pengaruh Kondisi
Minyak Isolasi Terhadap Kegagalan Transformatorñ . Semoga dengan pen
dapat memberikan pengetahuan serta kontribusi positif terhadap penelitian pada bidang Pembangkit Energi Listrik. Terimakasih kepada seluruh pihak yang telah membantu dalam penyelesaian penelitian ini.