

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

PT. Vale Indonesia merupakan anak perusahaan dari Vale, sebuah perusahaan pertambangan global yang berkantor pusat di Brasil, yang sebelumnya bernama PT International Nickel Indonesia Tbk. (PT Inco). Perusahaan ini telah mengoperasikan tambang nikel open pit serta pabrik pengolahan di Sorowako, Sulawesi Selatan, sejak tahun 1968, dan saat ini menjadi produsen nikel terbesar di Indonesia dengan kontribusi sekitar 5% terhadap pasokan nikel dunia. Dalam pelaksanaan operasi penambangan dan pengolahan nikel, penyediaan energi listrik yang andal merupakan salah satu aspek yang paling krusial. Oleh karena itu, PT. Vale Indonesia sebagai perusahaan penyedia listrik swasta mengoperasikan sistem pembangkit tenaga listrik sendiri yang terdiri dari Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), dan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), yang membentuk suatu sistem ketenagalistrikan industri yang kompleks. Dalam sistem tersebut, transformator daya memegang peranan sentral sebagai peralatan utama dalam penyaluran dan pengaturan energi listrik.

Transformator daya merupakan salah satu peralatan utama dan paling kritis dalam sistem tenaga listrik industri karena berfungsi mentransformasikan serta mendistribusikan energi listrik secara kontinu dan andal ke beban. Keandalan transformator sangat menentukan keberlangsungan proses operasional, khususnya pada industri berat seperti pertambangan dan pengolahan nikel yang memiliki karakteristik beban besar, fluktuatif, dan beroperasi secara terus-menerus. Pada lingkungan industri tersebut, kegagalan transformator tidak hanya menyebabkan terhentinya suplai energi listrik, tetapi juga berpotensi menimbulkan kerugian produksi yang signifikan, risiko keselamatan kerja, serta kerusakan lanjutan pada peralatan proses.

Salah satu transformator vital dalam sistem kelistrikan PT. Vale Indonesia adalah transformator *Furnace 4 A2T10* dengan kapasitas 116 MVA dan tingkat tegangan 33/2,5 kV. Transformator ini berfungsi menyuplai energi listrik ke unit peleburan (*furnace*) yang beroperasi pada kondisi beban berat (*heavy duty*). Transformator tersebut telah beroperasi selama lebih dari dua dekade, sehingga secara alami memasuki fase penuaan (*aging*). Pada fase ini, sistem isolasi internal berupa minyak isolasi dan kertas selulosa mengalami degradasi akibat pengaruh temperatur tinggi, tegangan listrik, oksidasi, serta siklus pembebanan yang berulang.

Degradasi sistem isolasi transformator umumnya berkembang secara bertahap dan memicu terbentuknya gangguan internal seperti gangguan termal (*overheating*), pelepasan muatan sebagian (*partial discharge*), percikan listrik (*sparking*), hingga



gi. Gangguan-gangguan tersebut sulit dideteksi menggunakan un pengujian listrik konvensional karena terjadi di dalam tangki karena itu, diperlukan metode pemeliharaan prediktif yang indikasi gangguan sejak tahap awal sebelum berkembang esar.

Differential Gas Analysis (DGA) merupakan salah satu metode diagnostik yang akan untuk memantau kondisi internal transformator berbasis

analisis gas hasil dekomposisi minyak isolasi dan kertas selulosa. Gas-gas terlarut seperti hidrogen (H_2), metana (CH_4), etana (C_2H_6), etilena (C_2H_4), asetilena (C_2H_2), karbon monoksida (CO), dan karbon dioksida (CO_2) dapat memberikan indikasi jenis serta tingkat keparahan gangguan yang terjadi di dalam transformator.

Penelitian oleh Siregar dan Lumbanraja (2023) menunjukkan bahwa DGA efektif dalam mengidentifikasi gangguan termal dan elektrik pada transformator daya, namun hasil diagnosis sangat dipengaruhi oleh metode interpretasi yang digunakan, terutama pada kondisi gangguan kompleks dan zona transisi gas. Penelitian lain yang dilakukan oleh Sandiri et al. (2022) pada transformator pembangkit menunjukkan bahwa metode interpretasi konvensional seperti *Total Dissolved Combustible Gas* (TDCG), Gas Kunci, dan Segitiga Duval mampu memberikan indikasi awal gangguan minyak transformator. Namun demikian, metode Segitiga Duval masih memiliki keterbatasan karena hanya menggunakan tiga jenis gas utama, sehingga pada beberapa kondisi tidak mampu merepresentasikan kompleksitas pembentukan gas secara menyeluruh dan berpotensi menimbulkan ambiguitas dalam penentuan jenis gangguan.

Keterbatasan metode konvensional tersebut diperkuat oleh hasil kajian komparatif yang menunjukkan bahwa metode Rasio Rogers dan Gas Kunci pada kondisi tertentu tidak mampu memberikan klasifikasi gangguan yang jelas, sementara metode Segitiga Duval cenderung menghasilkan diagnosis yang kurang stabil pada gangguan campuran. Sebagai pengembangan dari metode tersebut, Duval Pentagon diperkenalkan dengan menggunakan lima jenis gas utama secara simultan, yaitu H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , dan C_2H_2 , sehingga mampu memberikan representasi gangguan yang lebih komprehensif. Beberapa penelitian menunjukkan bahwa metode Duval Pentagon memiliki tingkat presisi dan stabilitas diagnosis yang lebih tinggi, khususnya dalam mengidentifikasi gangguan elektrik berenergi tinggi (D2), gangguan campuran antara termal dan elektrik, serta kondisi penuaan normal isolasi (*stray gassing*).

Meskipun metode Duval Pentagon telah banyak diterapkan pada transformator pembangkit dan distribusi, penerapannya pada transformator *furnace* berkapasitas besar dengan karakteristik beban berat dan fluktuatif, seperti transformator *Furnace 4 A2T10* di PT. Vale Indonesia, masih relatif terbatas. Padahal, karakteristik operasi *furnace* berpotensi mempercepat degradasi isolasi dan memunculkan gangguan internal yang kompleks, sehingga memerlukan metode diagnosis dengan tingkat presisi yang lebih tinggi.

Berdasarkan uraian tersebut, penelitian ini melakukan analisis gas terlarut berdasarkan hasil pengujian *Dissolved Gas Analysis* (DGA) pada transformator *Furnace 4 A2T10* PT. Vale Indonesia, serta menambahkan analisis menggunakan metode Duval Pentagon sebagai bagian dari studi perbandingan metode interpretasi.



Duval Pentagon diharapkan dapat meningkatkan akurasi dalam diagnosis gangguan internal transformator, memberikan gambaran kondisi yang lebih komprehensif, serta menjadi dasar teknis yang lebih kuat untuk keputusan pemeliharaan dan mitigasi risiko kegagalan peralatan industri berat.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan di atas, rumusan masalah pada penelitian ini adalah:

1. Bagaimana evaluasi kondisi internal transformator *Furnace 4 A2T10 PT. Vale Indonesia* berdasarkan hasil pengujian analisis gas terlarut (*Dissolved Gas Analysis/DGA*)?
2. Bagaimana karakteristik serta jenis-jenis gas dominan yang terlarut di dalam minyak transformator *A2T10 Furnace 4 PT. Vale Indonesia*?
3. Bagaimana perbandingan antara metode yang digunakan dalam menginterpretasikan gangguan dengan kondisi aktual pada transformator *A2T10 PT. Vale Indonesia*?

1.3 Tujuan Penelitian

1. Untuk mengevaluasi kondisi internal transformator *Furnace 4 A2T10 PT. Vale Indonesia* berdasarkan hasil pengujian analisis gas terlarut (*Dissolved Gas Analysis/DGA*).
2. Untuk mengetahui karakteristik serta jenis-jenis gas terlarut dominan yang terdapat di dalam minyak transformator *A2T10 Furnace 4 PT. Vale Indonesia*.
3. Untuk menentukan metode interpretasi DGA yang paling akurat dalam mengidentifikasi gangguan.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Memberikan informasi mengenai karakteristik serta jenis – jenis gas yang terlarut di dalam minyak transformator.
2. Sebagai referensi dalam melakukan penelitian dan pengujian *Dissolved Gas Analysis (DGA)* pada transformator.
3. Sebagai acuan untuk menentukan gangguan internal yang terjadi pada transformator.
4. Memperoleh kemampuan bagi penulis dalam menginterpretasikan hasil *Dissolved Gas Analysis (DGA)*.
5. Sebagai bahan acuan dan referensi bagi penelitian-penelitian berikutnya.

1.5 Batasan Masalah

Untuk menghindari pembahasan yang melebar, batasan masalah penelitian ini diantaranya:



Yang dianalisis adalah transformator *A2T10 Furnace 4 PT. Vale*

yang dilakukan adalah *Dissolved Gas Analysis (DGA)*.

Untuk penentuan gangguan internal yang terjadi pada transformator dilakukan pengujian *Dissolved Gas Analysis (DGA)*.

4. Metode yang digunakan untuk menganalisa gas yang terlarut adalah Gas Kunci, Total Gas Terlarut Mudah Terbakar (*Total Dissolve Combustible Gas /TDCG*), Rasio Roger, Segitiga Duval, dan Duval Pentagon.
5. Pengambilan data dimulai pada 30 April sampai 5 Juni 2025 dengan total delapan sampel.
6. Penelitian ini dilakukan di PT. Vale Indonesia, *Process Plant Furnace 4*, yang berlokasi di Sorowako, Sulawesi Selatan.

1.6 Penelitian Terdahulu

Penelitian terdahulu bertujuan untuk mendapatkan bahan perbandingan dan acuan. Selain itu, untuk menghindari anggapan kesamaan dengan penelitian ini. Maka dalam bagian ini peneliti mencantumkan hasil-hasil penelitian terdahulu sebagai berikut:

1. Hasil Penelitian Sandiri et al. (2022)

Penelitian yang dilakukan oleh Sandiri et al. (2022) menganalisis kondisi transformator daya Unit 1 dan Unit 2 di PLTP Lahendong. Analisis kondisi minyak transformator Unit 1 dan Unit 2 dilakukan menggunakan metode *Total Dissolved Combustible Gas* (TDCG), Gas Kunci, dan Segitiga Duval berdasarkan hasil uji *Dissolved Gas Analysis* (DGA).

Hasil analisis menunjukkan bahwa transformator Unit 1 memiliki nilai TDCG sebesar 898 ppm yang termasuk dalam Kondisi 2 menurut standar IEEE C57-104:2008. Metode Gas Kunci memperlihatkan dominasi gas etana (C_2H_6), yang mengindikasikan gangguan termal pada minyak transformator. Analisis Segitiga Duval menempatkan transformator Unit 1 pada zona T3, yang menunjukkan gangguan termal pada suhu di atas $700^\circ C$. Selain itu, tingginya kandungan CO dan CO_2 mengindikasikan degradasi isolasi kertas. Oleh karena itu, kondisi minyak transformator Unit 1 dinyatakan terindikasi mengalami kegagalan dan direkomendasikan untuk segera dilakukan penggantian minyak.

Sementara itu, transformator Unit 2 memiliki nilai TDCG sebesar 475 ppm yang termasuk dalam Kondisi 1, sehingga masih berada dalam kondisi normal. Metode Key Gas menunjukkan dominasi gas C_2H_6 , sedangkan hasil Segitiga Duval berada pada zona T1, yang mengindikasikan gangguan termal ringan pada suhu di bawah $300^\circ C$. Dengan demikian, kondisi minyak transformator Unit 2 dinyatakan cukup baik, namun tetap memerlukan pemantauan berkala untuk mencegah perkembangan gangguan.

2. Hasil Penelitian Siregar dan Lumbanraja (2023)



Penelitian dilakukan oleh Siregar dan Lumbanraja (2023) yang menganalisis transformator daya berkapasitas 48 MVA dengan sistem pendinginan *On Load Tap Changer* (ONAF) yang beroperasi di *Power Plant Transformer* (PPTR) dengan busbar Aluminium. Analisis dilakukan menggunakan metode *Dissolved Gas Analysis* (DGA) dengan interpretasi TDCG, Gas Kunci, Rogers Ratio, dan Duval Pentagon.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa konsentrasi gas CH_4 dan C_2H_6 melebihi batas normal, yang mengindikasikan adanya kenaikan temperatur internal transformator. Metode Key Gas mengarah pada gangguan termal pada isolasi selulosa, sementara Rogers Ratio tidak memberikan identifikasi gangguan yang spesifik. Namun, metode Segitiga Duval dan Basic Gas Ratio secara konsisten menunjukkan gangguan termal kategori T1 ($t < 300\text{ }^\circ\text{C}$). Selanjutnya, Duval Pentagon mengindikasikan kondisi stray gassing, yang berkaitan dengan pemanasan ringan hingga sedang serta proses penuaan normal isolasi transformator.

Secara keseluruhan, penelitian tersebut menyimpulkan bahwa penggunaan kombinasi beberapa metode DGA, khususnya Segitiga Duval dan Duval Pentagon, lebih efektif dalam mendiagnosis gangguan pada transformator daya dibandingkan penggunaan satu metode saja. Tabel 1 menyajikan perbandingan antara penelitian terdahulu dan penelitian yang dilakukan dalam studi ini.

Tabel 1. Perbandingan Penelitian Terdahulu Dengan Sekarang

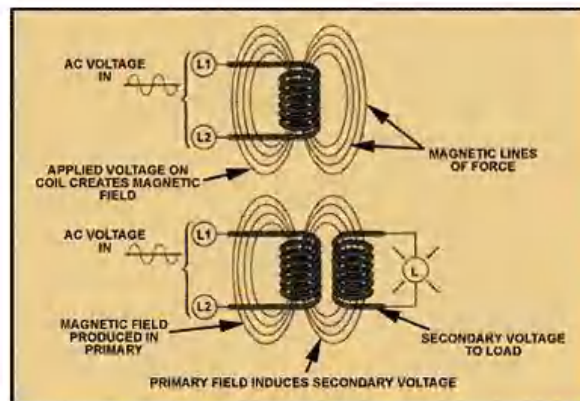
Peneliti (Terdahulu)		Peneliti (Sekarang)	
Sandiri et al. (2022)	Objek yang diteliti Adalah transformator daya unit 1 dan 2 di PLTP Lahendong dengan kapasitas 25/30 MVA	Syahreza (2026)	Objek yang diteliti adalah transformator daya <i>Furnace</i> 4 A2T10 PT. Vale Indonesia dengan kapasitas 116 MVA
	Menggunakan metode TDCG untuk mengklasifikasikan kondisi transformator		Menggunakan metode TDCG untuk mengklasifikasikan kondisi transformator
	Metode interpretasi yang digunakan Adalah Gas Kunci dan Segitiga Duval		
Siregar dan Lumbanraja (2023)	Objek yang diteliti Adalah transformator daya dengan kapasitas 48 MVA		Metode interpretasi yang digunakan adalah Gas Kunci, Rasio Roger, Segitiga Duval, dan Duval Pentagon
	Menggunakan metode TDCG untuk mengklasifikasikan kondisi transformator		Membandingkan seluruh metode interpretasi untuk memperoleh metode yang paling komprehensif
	Metode interpretasi yang digunakan adalah Gas Kunci, Rasio Roger, Segitigas Duval, dan Duval Pentagon		



1.7 Teori

1.7.1 Transformator

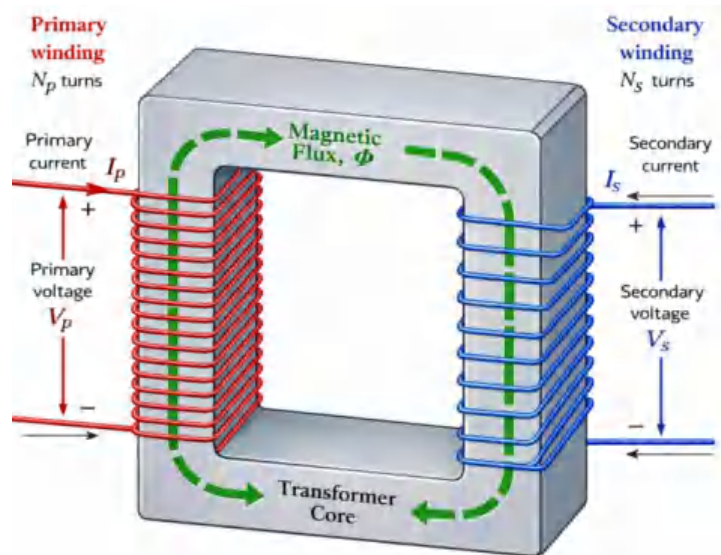
Transformator merupakan peralatan statis di mana rangkaian magnetik dan belitan yang terdiri dari 2 atau lebih belitan, secara induksi elektromagnetik, mentransformasikan daya (arus dan tegangan) sistem AC ke sistem arus dan tegangan lain pada frekuensi yang sama (IEC 60076 -1 tahun 2011). Trafo menggunakan prinsip elektromagnetik yaitu hukum ampere dan induksi Faraday, di mana perubahan arus atau medan listrik dapat membangkitkan medan magnet dan perubahan medan magnet/ fluks medan magnet dapat membangkitkan tegangan induksi (PLN, 2024).



Gambar 1. Prinsip Hukum Elektromagnetik
(Sumber: PLN,2024)

Arus AC yang mengalir pada belitan primer membangkitkan flux magnet yang mengalir melalui inti besi yang terdapat di antara dua belitan, flux magnet tersebut menginduksi belitan sekunder sehingga pada ujung belitan sekunder akan terdapat beda potensial/ tegangan induksi (PLN, 2024).



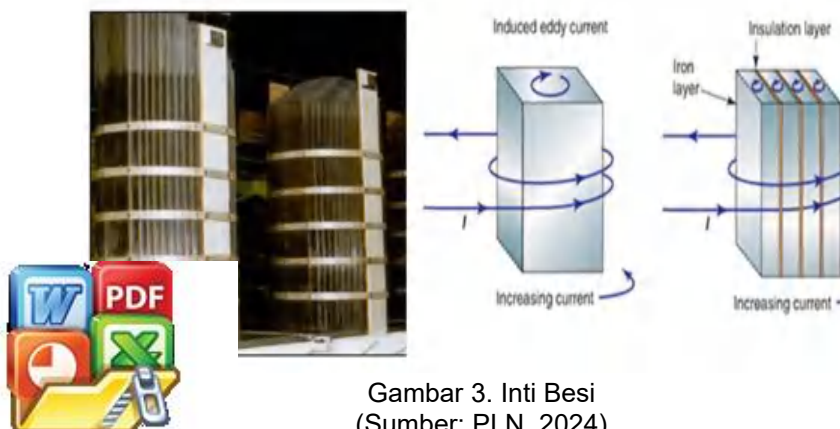


Gambar 2. Elektromagnetik Pada Trafo
(Sumber: PLN,2024)

1.6.2 Bagian – Bagian Transformator dan Fungsinya

1.6.2.1 Inti Besi

Inti besi digunakan sebagai media mengalirnya flux 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 dengan maksud untuk mengurangi *eddy current* yang merupakan arus sirkulasi pada inti besi hasil induksi medan magnet, di mana arus tersebut akan mengakibatkan rugi-rugi (*losses*) (PLN, 2024).

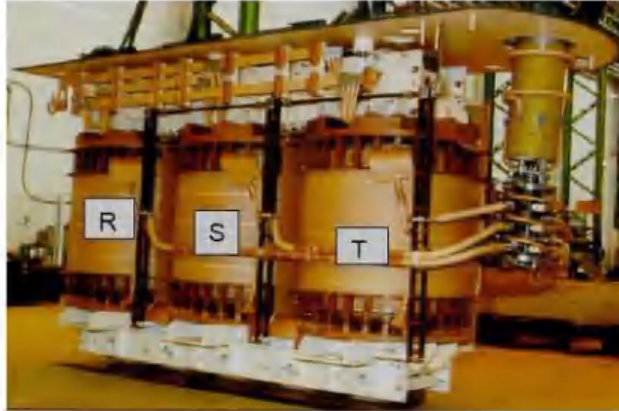


Gambar 3. Inti Besi
(Sumber: PLN, 2024)



1.6.2.2 Belitan

Belitan terdiri dari batang tembaga berisolasi yang mengelilingi inti besi, di mana saat arus bolak balik mengalir pada belitan tembaga tersebut, inti besi akan terinduksi dan menimbulkan fluks magnetik (PLN, 2024).



Gambar 4. Belitan Trafo
(Sumber: PLN,2024)

1.6.2.3 Terminal (*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 main tank trafo. Media isolasi utama untuk *oil to air bushing* adalah isolasi padat seperti porselin/keramik atau polimer (PLN, 2024).



Gambar 5. Terminal
(Sumber: PLN, 2024)



Secara garis besar *bushing* dapat dibagi menjadi empat bagian utama yaitu:

1. Isolasi

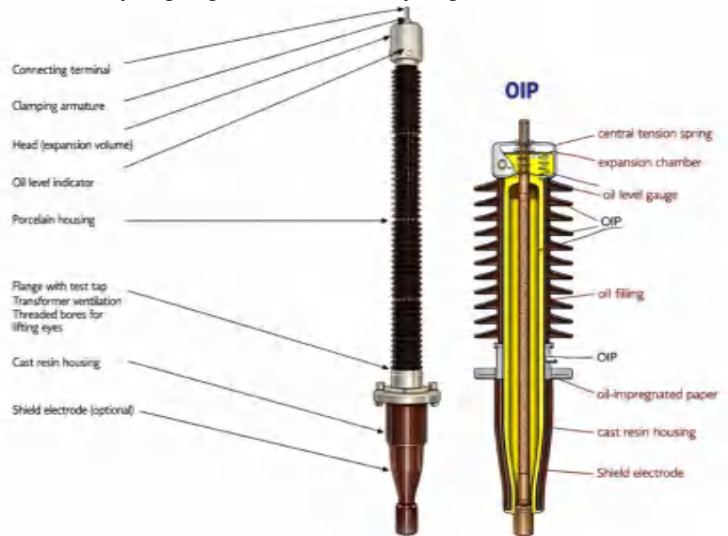
Berdasarkan media isolasi *bushing* terbagi menjadi dua yaitu:

a. *Bushing* Kondenser

Bushing kondenser umumnya dipakai pada tegangan rating *bushing* 52 kV ke atas. *Bushing* kondenser yang digunakan di PLN menggunakan media isolasi:

- *Oil Impregnated Paper* (OIP)

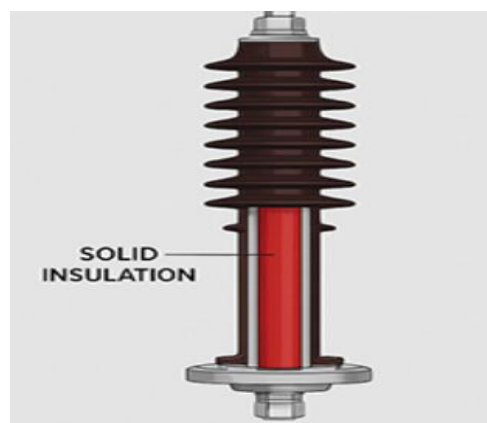
Pada tipe OIP isolasi yang digunakan adalah yang merendam kertas isolasi



Gambar 6. Bagian dari Terminal
(Sumber: PLN, 2024)

- *Resin Impregnated Paper* (RIP)

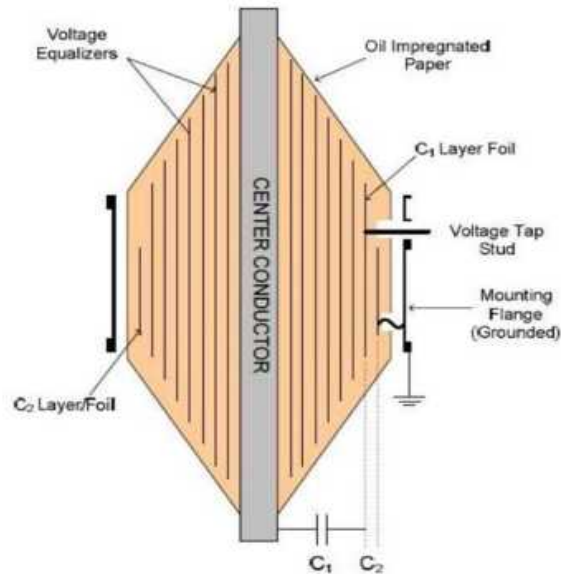
Pada tipe RIP isolasi yang digunakan adalah kertas isolasi dan resin.



Gambar 7. Bagian - Bagian Terminal RIP
(Sumber: PLN, 2024)



Di dalam *bushing* kondenser terdapat banyak lapisan kapasitansi yang disusun secara seri sebagai pembagi tegangan. Pada *bushing* terdapat dua kapasitansi utama yang biasa disebut C1 dan C2. C1 adalah kapasitansi antara konduktor dengan *tap bushing*, dan C2 adalah kapasitansi dari *tap bushing* ke *ground* (*flange bushing*). Dalam kondisi operasi, *tap bushing* dihubungkan ke *ground*, sehingga C2 tidak ada nilainya ketika *bushing* operasi (PLN, 2024).



Gambar 8. Konstruksi Terminal Kondenser
(Sumber: PLN, 2024)

b. *Bushing non-kondenser*

Bushing non-kondenser umumnya digunakan pada tegangan rating 52 kV ke bawah.

2. Konduktor

Terdapat jenis – jenis konduktor pada *bushing* yaitu :

- *hollow* konduktor di mana terdapat besi pengikat atau penegang di tengah lubang konduktor utama,
- konduktor pejal (tipe *rod*) dan
- *flexible lead*.

3. Klem Koneksi



merupakan sarana pengikat antara *stud bushing* dengan antar di luar *bushing*.

g terdiri dari indikasi level minyak (untuk jenis OIP), *seal* atau pengujian. *Seal* atau *gasket* pada *bushing* terletak di bagian *flange* (PLN, 2024).

1.6.2.4 Sistem Pendingin

Suhu pada trafo yang sedang beroperasi akan dipengaruhi oleh kualitas tegangan jaringan, rugi-rugi pada trafo itu sendiri dan suhu lingkungan. Suhu operasi yang tinggi akan mengakibatkan rusaknya isolasi kertas pada trafo. Oleh karena itu pendinginan yang efektif sangat diperlukan. Minyak insulasi trafo selain merupakan media isolasi juga berfungsi sebagai pendingin. Pada saat minyak bersirkulasi, panas yang berasal dari belitan 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, 2024).

Tabel 2. Macam-Macam Pendingin Pada Transformator

No	Macam Sistem Pendingin	Media			
		Dalam Trafo		Di luar Trafo	
		Sirkulasi Alamiah	Sirkulasi Paksa	Sirkulasi Alamiah	Sirkulasi Paksa
1	<i>Oil Natural Air Natural</i> (ONAN)	Minyak		Udara	
2	<i>Oil Natural Air Forced</i> (ONAF)	Minyak			Udara
3	<i>Oil Forced Air Forced</i> (OFAF)		Minyak		Udara
4	<i>Oil Directed Air Forced</i> (ODAF)				Udara
5	<i>Oil Natural Air Natural /Oil Natural Air Forced</i> (ONAN/ONAF)	Kombinasi 1 dan 2			
6	<i>Oil Natural Air Natural /Oil Natural Air Forced /Oil Directed Air Forced</i> (ONAN/ONAF/ODAF)	Kombinasi 1, 2 dan 4			
7	<i>Oil Natural Air Natural/Oil Forced Air Forced</i> (ONAN/OFAF)	Kombinasi 1 dan 3			





Gambar 9. Radiator
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.5 Konservator

Tangki Konservator mempunyai fungsi sebagai penyedia cadangan minyak, uap atau udara akibat panasnya trafo akibat arus beban. *Relai Bucholzt* yang dipasang antara tangki penyimpanan dan trafo akan menyerap gas yang dihasilkan oleh kerusakan oli. Untuk menghindari kontaminasi minyak oleh air, maka titik akhir aliran udara yang masuk adalah melalui saluran pembuangan atau ventilasi yang dilengkapi dengan alat untuk mengekstrak uap air dari udara atau bahan pengering yang biasa disebut silika gel (Akbar & Akhir, 2018).

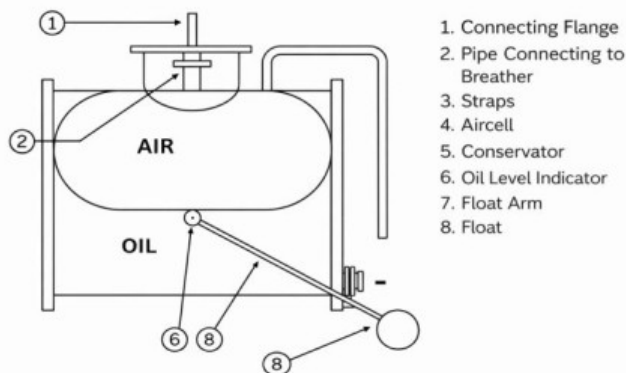
Saat terjadi kenaikan suhu operasi pada trafo, minyak insulasi akan memuai sehingga volumenya bertambah. Sebaliknya saat terjadi penurunan suhu operasi, maka minyak akan menyusut dan volume minyak akan turun. Konservator digunakan untuk menampung minyak pada saat trafo mengalami kenaikan suhu (PLN, 2024).



Gambar 10. Konservator
(Sumber: PLN, 2024)

Seiring dengan naik turunnya volume minyak di konservator akibat pemuaian dan penyusutan minyak, volume udara di dalam konservator pun akan bertambah dan berkurang. Penambahan atau pembuangan udara di dalam konservator akan berhubungan dengan udara luar. Agar minyak insulasi trafo tidak terkontaminasi oleh kelembaban dan oksigen dari luar (untuk tipe konservator tanpa rubber bag), maka udara yang akan masuk ke dalam konservator akan difilter melalui silicagel sehingga kandungan uap air dapat diminimalkan (PLN, 2024).

Untuk menghindari agar minyak trafo tidak berhubungan langsung dengan udara luar, maka saat ini konservator dirancang dengan menggunakan breather bag/rubber bag, yaitu sejenis balon karet yang dipasang di dalam tangki konservator (PLN, 2024).



Gambar 11. Konstruksi Konservator dengan Rubber Bag
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.6 Sistem Pernapasan Trafo

Untuk meminimalkan kandungan uap air yang masuk melalui konservator, sistem pernapasan trafo dibantu dengan menggunakan moisture removing breather selanjutnya disebut breather. Terdapat dua jenis breather yaitu Breather konvensional dan self dehydrating breather. Breather konvensional menggunakan media silicagel yang memiliki batasan kemampuan untuk menyerap kandungan uap air sehingga pada periode tertentu silicagel tersebut harus direkondisi atau dilakukan penggantian. self dehydrating breather merupakan teknologi yang berfungsi untuk mempermudah pemeliharaan silicagel, di mana terdapat pemanasan otomatis ketika silicagel mencapai kejenuhan tertentu (PLN, 2024).





Gambar 12. Konstruksi Konservator dengan Rubber Bag
(Sumber: PLN, 2024)



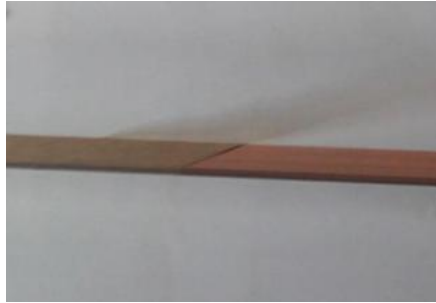
Gambar 13. *Self Dehydrating Breather*
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.7 Minyak Insulasi Trafo dan Kertas Insulasi

Isolasi adalah sifat material yang memisahkan dua atau lebih konduktor yang berdekatan untuk mencegah kebocoran arus atau hubung singkat dan untuk ngran mekanis terhadap korosi dan gangguan tegangan. Ada asi untuk trafo: minyak mineral dan minyak sintetis. Pemilihan kondisi lingkungan di mana trafo akan digunakan. Ascarell, sintetis yang tidak mudah terbakar. Oleh karena itu Ascarell otor untuk digunakan bahkan di area yang berpotensi ledakan (Faishal A. R et al., 2011).



Minyak insulasi pada trafo berfungsi sebagai media isolasi, pendingin dan pelindung dari oksidasi. Minyak insulasi yang umum digunakan adalah tipe mineral *oil un-inhibited naphtenic based*. Penggunaan minyak insulasi trafo dengan jenis lain baik untuk penambahan maupun penggantian harus disyaratkan memenuhi hasil pengujian *mixability* dari PLN Pusertif. Kertas insulasi berfungsi sebagai isolasi, pemberi jarak, dan memiliki kemampuan mekanis (PLN, 2024).



Gambar 14. Tembaga yang Dilapisi Kertas Insulasi
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.8 Tap Changer

Kestabilan tegangan dalam suatu jaringan merupakan salah satu hal yang dinilai sebagai kualitas tegangan. Trafo dituntut memiliki nilai tegangan output yang stabil sedangkan besarnya tegangan input tidak selalu sama. Dengan mengubah banyaknya belitan sehingga dapat merubah ratio antara belitan primer dan sekunder dan dengan demikian tegangan output/sekunder pun dapat disesuaikan dengan kebutuhan sistem berapapun tegangan input/primernya. Peralatan untuk penyesuaian ratio belitan ini disebut *Tap changer* (PLN, 2024).

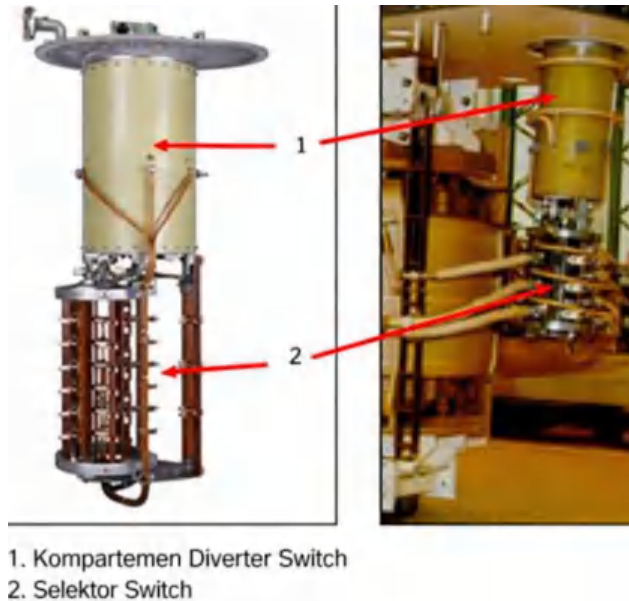
Proses perubahan ratio belitan ini dapat dilakukan pada saat trafo sedang berbeban (*On load tap changer*) atau saat trafo tidak berbeban (*Off Circuit tap changer / De Energize Tap Charger*) (PLN, 2024).

Komponen utama *On Load Tap Changer* (OLTC) terdiri dari:

1. *Selector Switch*, merupakan rangkaian mekanis yang terdiri dari terminal untuk menentukan posisi tap atau ratio belitan primer.
2. *Diverter Switch*, merupakan rangkaian mekanis yang dirancang untuk melakukan kontak atau melepaskan kontak dengan kecepatan yang tinggi.
3. Tahanan transisi, merupakan tahanan sementara yang akan dilewati arus primer pada saat perubahan tap.

Dikarenakan aktifitas OLTC lebih dinamis dibanding dengan belitan utama dan inti trafo, maka kontak antara belitan utama dengan OLTC dipisah (PLN, 2024).





Gambar 15. OLTC pada Transformator
(Sumber: PLN, 2024)

Media pemadam *arcing* proses *switching* pada *diverter switch* yang dikenal sampai saat ini terdiri dari dua jenis, yaitu media minyak dan media vakum. Jenis pemadaman dengan media minyak akan menghasilkan energi *arcing* yang membuat minyak terurai menjadi gas C_2H_2 dan karbon sehingga perlu dilakukan penggantian minyak pada periode tertentu. Sedangkan dengan metoda pemadam vakum proses pemadaman *arcing* pada waktu *switching* akan dilokalisir dan tidak merusak minyak (PLN, 2024).



a. *arcing* menggunakan



b. media pemadam *arcing* menggunakan dalam botol *vaccum*

bar 16. Kontak *Switching* pada *Diverter Switch*
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.9 Neutral Grounding Resistor (NGR)

Salah satu metoda pentanahan adalah dengan menggunakan NGR. NGR adalah sebuah tahanan yang dipasang serial dengan netral sekunder pada trafo sebelum terhubung ke tanah. Tujuan dipasangnya NGR adalah untuk mengontrol besarnya arus gangguan yang mengalir dari sisi netral ke tanah (PLN, 2024).

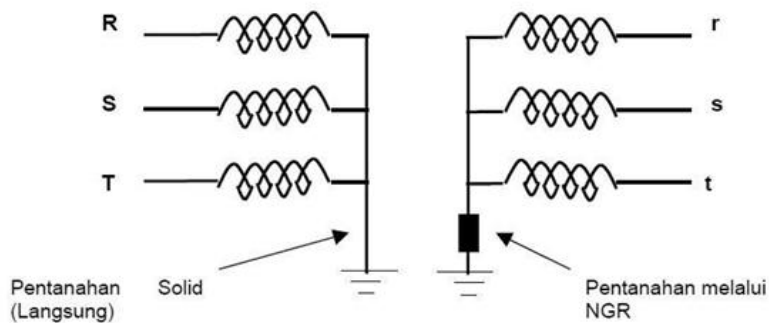
Ada dua jenis NGR, *Liquid* dan *Solid*

1. *Liquid*

Berarti resistornya menggunakan larutan air murni yang ditampung di dalam bejana dan ditambahkan garam (NaCl) untuk mendapatkan nilai resistansi yang diinginkan. NGR dengan tipe *liquid* direkomendasikan untuk dilakukan penggantian dengan tipe solid.

2. *Solid*

Sedangkan NGR jenis padat terbuat dari *Stainless Steel*, *FeCrAl*, *Cast Iron*, *Copper Nickel* atau *Nichrome* yang diatur sesuai nilai tahanannya (PLN, 2024).



Gambar 17. Pentanahan Langsung dan Pentanahan melalui NGR
(Sumber: PLN, 2024)



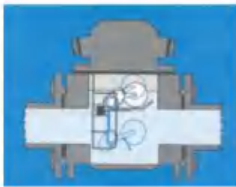
Gambar 18. *Neutral Grounding Resistor* (NGR)
(Sumber: PLN, 2024)

1.6.2.10 Proteksi Trafo

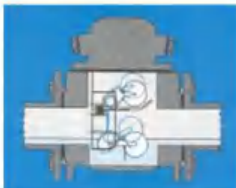
Pada saat trafo mengalami gangguan internal yang berdampak kepada suhu yang sangat tinggi dan pergerakan mekanis di dalam trafo, maka akan timbul tekanan aliran minyak yang besar dan pembentukan gelembung gas yang mudah terbakar. Tekanan atau gelembung gas tersebut akan naik ke konservator melalui pipa penghubung dan *rele Buchholz*. Tekanan minyak maupun gelembung gas ini akan dideteksi oleh *rele Buchholz* sebagai indikasi telah terjadinya gangguan internal (PLN, 2024).



Rele Buchholz



Rele buchholz mengindikasikan Alarm saat gas yang terbentuk terjebak di rongga rele Buchholz dengan mengaktifkan satu pelampung



Rele Buchholz mengindikasikan Trip saat gas yang terbentuk terjebak di rongga rele Buchholz dengan mengaktifkan kedua pelampung

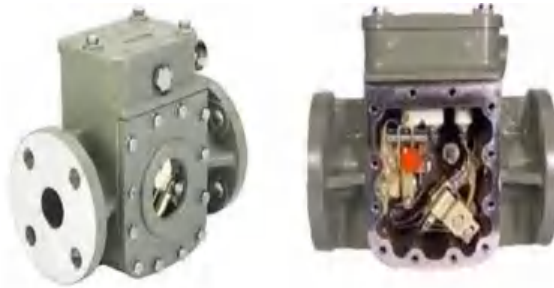


Rele Buchholz mengindikasikan Trip saat muncul tekanan minyak yang tinggi ke arah konservator

Gambar 19. Mekanisme Kerja Relai Buchholz
(Sumber: PLN, 2024)



OLTC *Protective relay* memanfaatkan tekanan minyak dan gas yang dikasi adanya ketidaknormalan/gangguan, hanya saja relay ini nproteksi kompartemen OLTC. Relay ini dipasang pada pipa rubungkan kompartemen OLTC dengan konservator (PLN,



Gambar 20. OLTC Relai Proteksi
(Sumber: PLN, 2024)

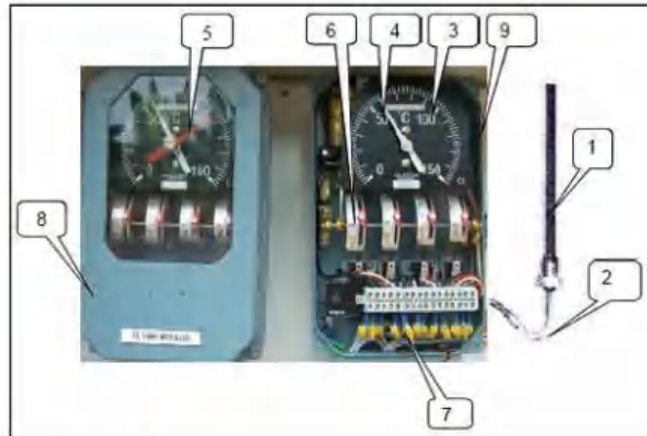
Pressure Relief Device didesain sebagai titik terlemah saat tekanan di dalam trafo muncul akibat gangguan. Dengan menyediakan titik terlemah maka tekanan akan tersalurkan melalui PRD dan tidak akan merusak bagian lainnya pada *maintank* (PLN, 2024).



Gambar 21. Relai Temperatur (Oil Temperature Indicator (OTI) & Winding Temperature Indicator)
(Sumber: PLN, 2024)

Suhu pada trafo yang sedang beroperasi akan dipengaruhi oleh kualitas tegangan jaringan, rugi-rugi pada trafo itu sendiri dan suhu lingkungan. Suhu operasi yang tinggi akan mengakibatkan rusaknya isolasi kertas pada trafo. Untuk mengetahui suhu operasi dan indikasi ketidaknormalan suhu operasi pada trafo digunakan rele thermal. Rele thermal ini terdiri dari sensor suhu berupa thermocouple, pipa kapiler dan meter penunjukan (PLN, 2024).





Keterangan :

1. Sensor suhu
2. Pipa Kapiler
3. Skala Meter
4. Jarum Putih (penunjukn suhu setiap saat)
5. Jarum merah (Penunjukan suhu max tercapai)
6. Piringan Cakram
7. Terminal Kabel
8. Tutup Thermometer
9. Packing / Gasket

Gambar 22. Bagian – Bagian dari Rele Thermal
(Sumber: PLN, 2024)

Kegagalan fungsi dari sistem isolasi trafo dapat menyebabkan gangguan pada trafo itu sendiri. Kegagalan isolasi tersebut dapat berdampak pada terbakarnya trafo dikarenakan besarnya energi gangguan yang menyebabkan suhu tinggi yang melewati titik bakar sistem isolasi (minyak dan kertas). Untuk meminimalisir/mengeliminasi dampak gangguan yang berpotensi membakar trafo, dilengkapilah trafo tersebut dengan *Fire Prevention System* mengacu pada SPLN T4.001 2021 (PLN, 2024).

Prinsip dasar sebuah sistem *Fire Prevention* adalah dengan menguras dan memutar minyak trafo dengan menggunakan aliran gas nitrogen (N₂) yang bersifat tidak terbakar (PLN, 2024).



besar sistem *Fire Prevention* terdiri dari beberapa bagian yaitu *tritol box*, dan kabinet. *Shutter* berfungsi untuk menghentikan konservator trafo dan dipasang pada pipa penghubung antara angki trafo (PLN, 2024).



Gambar 23. Shutter
(Sumber: PLN, 2024)

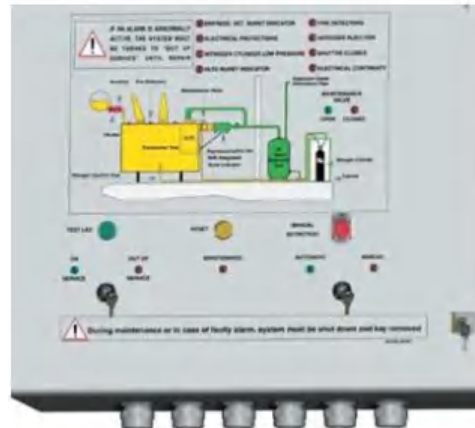
Detektor berfungsi untuk mendeteksi kenaikan suhu akibat adanya kebakaran. Detektor dipasang pada plat tutup tangki trafo bagian atas (PLN, 2024).



Gambar 24. Detektor Pencegah Kebakaran
(Sumber: PLN, 2024)

Kontrol box berfungsi untuk mengatur bekerjanya sistem pemadam kebakaran dan tempat dipasangnya lampu-lampu indikator. Kontrol box dipasang di dalam ruang kontrol (*control room*) (PLN, 2024).





Gambar 25. Kontrol Box Sistem Pencegah Kebakaran
(Sumber: PLN, 2024)

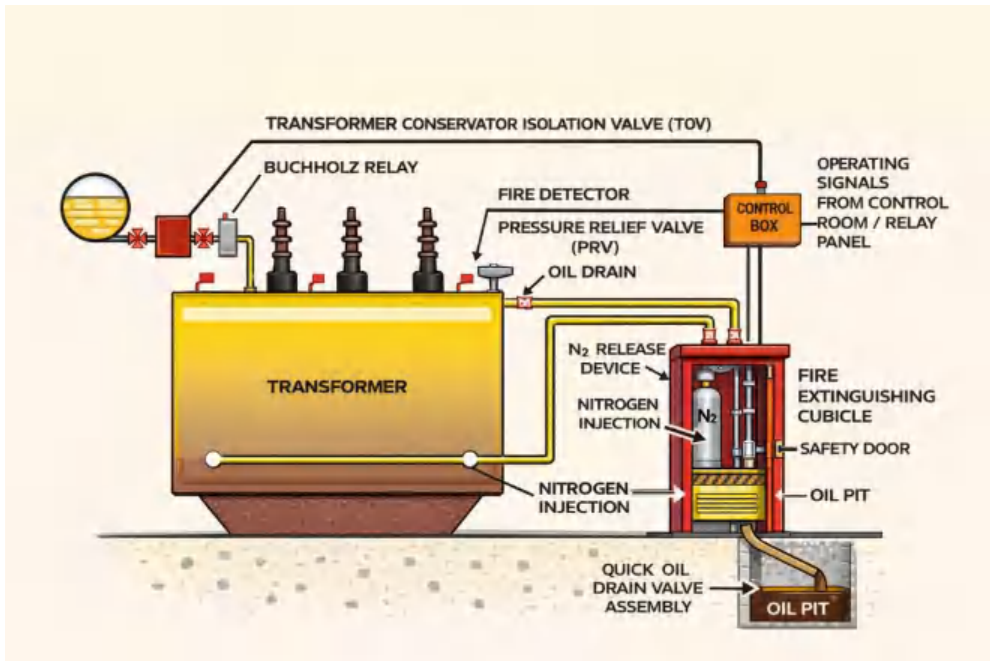
Kabinet berfungsi sebagai tempat memasang peralatan sistem pemadam kebakaran seperti tabung gas nitrogen, regulator tekanan, *drain valve*, bandul pembuka katup 1 dan 2 *pressostat*, *solenoid* dan *wiring* lainnya. Kabinet ini dipasang pada sel trafo di *switchyard* (PLN, 2024).



Gambar 26. Kabinet Sistem Pencegah Kebakaran
(Sumber: PLN, 2024)



buakan *valve-valve* pada sistem *Fire Prevention System* saat anan trafo dari kemungkinan kebakaran dilakukan secara (PLN, 2024).

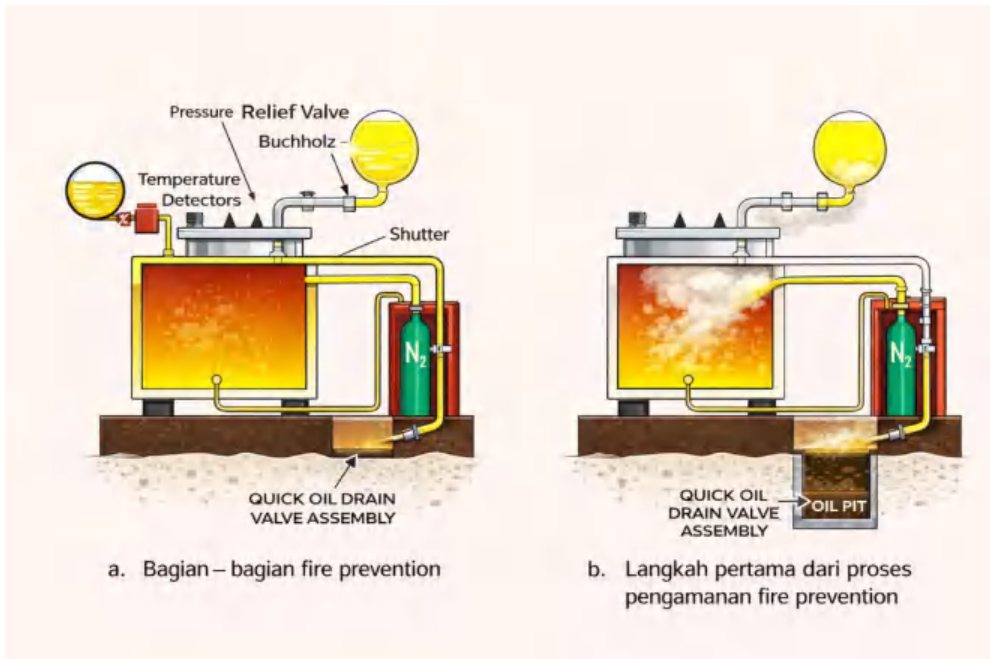


Gambar 27. Rangkaian Umum Sistem Pencegah Kebakaran
(Sumber: PLN, 2024)

Proses pengamanan trafo dari kemungkinan terbakar adalah sebagai berikut:

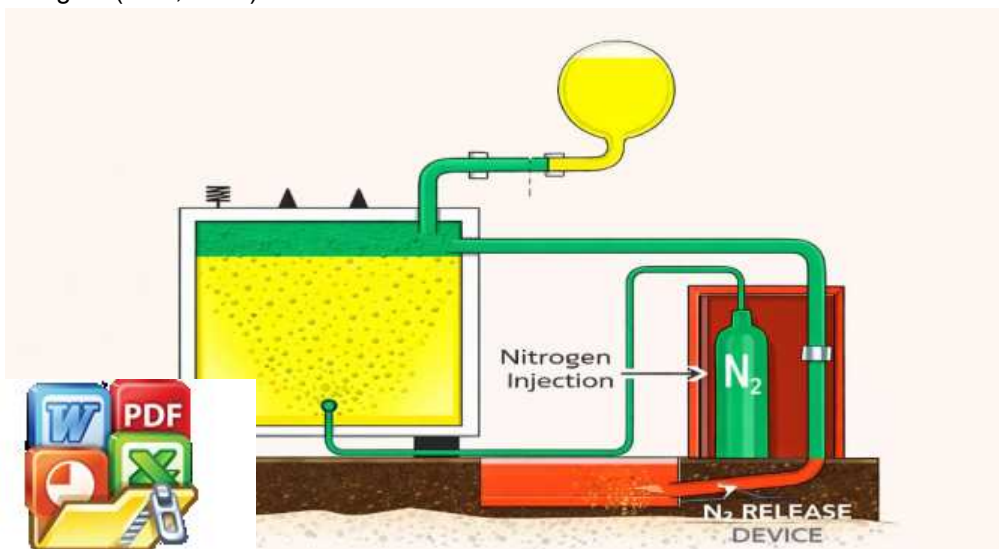
1. Pada saat terjadi kebakaran di dalam tangki trafo maka lapisan minyak yang mencapai titik nyala adalah lapisan yang paling atas.
2. Seketika itu pula sistem pemadam kebakaran bekerja, mentriapkan PMT dan membuka katup drain untuk membuang sebagian minyak. Pada saat ini aliran minyak pada konservator akan mengalir lebih deras sehingga mengaktifkan shutter dan menghentikan aliran dari konservator tersebut.





Gambar 28. Sistem Pencegah Kebakaran
(Sumber: PLN, 2024)

Pada saat itu juga gas nitrogen dialirkan melalui *Nozle* di dasar tangki trafo dengan gerakan memutar mengaduk seluruh isi minyak trafo. Gerakan ini dimaksudkan agar suhu seluruh minyak trafo turun di bawah titik nyalanya. Pada akhirnya seluruh permukaan minyak trafo tertutup oleh gas nitrogen yang masih mengalir (PLN, 2024).



Hal yang harus dilakukan dalam rangka memastikan kesiapan kerja *fire protection* ini adalah dengan mengukur tekanan N_2 (PLN, 2024).

1.6.3 Analisis Gas Terlarut (*Dissolved Gas Analysis/DGA*)

Dissolved Gas Analysis (DGA) menganalisis keadaan trafo berdasarkan jumlah gas yang terlarut dalam minyak trafo dan memisahkan gas-gas tersebut dari sampel minyak yang diambil dari trafo. Gas yang dikeluarkan diklasifikasikan berdasarkan gas dan jumlahnya dinyatakan dalam ppm (*parts per Million*). Dengan hasil pengujian DGA, permasalahan apa pun yang mungkin timbul pada trafo dapat diketahui tepat waktu (Yulisusianto, 2015).

Analisis gas terlarut (DGA) minyak isolasi sangat berguna dalam menentukan komposisi perubahannya. Beberapa sampel minyak trafo harus diambil secara berkala untuk mengetahui kondisi trafo (Naibaho, 2018).

Analisis gas terlarut (*Dissolved Gas Analysis / DGA*) adalah proses identifikasi, pengukuran, dan interpretasi terhadap gas-gas yang terlarut dalam cairan isolasi. Gas-gas utama yang digunakan untuk mengidentifikasi adanya gangguan (disebut sebagai *fault gases*) antara lain hidrogen (H_2), metana (CH_4), etana (C_2H_6), etilena (C_2H_4), asetilena (C_2H_2), karbon monoksida (CO), dan karbon dioksida (CO_2). Oksigen (O_2) dan nitrogen (N_2) juga diukur dan digunakan dalam interpretasi, meskipun keduanya bukan merupakan hasil samping dari gangguan (IEEE, 2019).

Gas-gas yang mengandung unsur karbon (C) dan hidrogen (H_2) disebut hidrokarbon, sedangkan gas CO dan CO_2 disebut oksida karbon. Hidrogen, gas hidrokarbon, dan karbon monoksida tergolong gas yang mudah terbakar, sedangkan oksigen, nitrogen, dan karbon dioksida termasuk gas yang tidak mudah terbakar. Gas lain yang mungkin terlarut dalam cairan isolasi, seperti argon (Ar) dan gas hidrokarbon dengan berat molekul lebih tinggi, biasanya diabaikan dalam analisis DGA transformator. Gas ringan lainnya, seperti propana dan propilena, juga dapat terbentuk namun tidak digunakan dalam panduan ini (IEEE, 2019).

Konsentrasi gas yang terlarut dalam cairan isolasi dinyatakan dalam mikroliter per liter ($\mu L/L$), yang juga disebut *parts per million by volume* (ppm/v). Konsentrasi gas dalam campuran gas yang dikumpulkan dari ruang gas sering dinyatakan dalam persen volume. Semua besaran tersebut dikoreksi terhadap suhu dan tekanan standar ($0\text{ }^\circ C$ dan $101,325\text{ kPa}$) untuk pelaporan sesuai dengan standar ASTM D3612 (IEEE, 2019).

Laju pembentukan gas umumnya dinyatakan dalam mikroliter per liter per per hari (ppm/hari), mikroliter per liter per tahun ($\mu L/L/tahun$), ppm/tahun) (IEEE, 2019).

pengambilan sampel yang tepat, seperti yang dijelaskan dalam prosedur yang diikuti untuk mendapatkan sampel cairan isolasi yang meminimalkan kehilangan gas dan kontaminasi udara, alat yang kedap gas seperti jarum suntik kaca (*gas-tight glass syringe*) dan sampel tersebut biasanya dikirim ke laboratorium analisis, di mana



prosedur standar seperti ASTM D3612 digunakan untuk memisahkan gas terlarut dari cairan isolasi dan mengukur konsentrasi masing-masing gas menggunakan kromatograf gas (IEEE, 2019).

1.6.4 Mekanisme Pembentukan Gas

1.6.4.1 Dekomposisi Minyak

Minyak isolasi mineral terdiri dari campuran berbagai molekul hidrokarbon yang mengandung gugus kimia CH_3 , CH_2 , dan CH yang terikat satu sama lain melalui ikatan molekul karbon-karbon. Pemutusan (*scission*) beberapa ikatan C–H dan C–C dapat terjadi akibat gangguan listrik atau termal, yang menghasilkan fragmen kecil yang tidak stabil dalam bentuk radikal atau ionic. Fragmen-fragmen ini kemudian berekombinasi dengan cepat melalui reaksi kompleks menjadi molekul gas seperti hidrogen (H–H), metana ($\text{CH}_3\text{–H}$), etana ($\text{CH}_3\text{–CH}_3$), etilena ($\text{CH}_2 = \text{CH}_2$), atau asetilena ($\text{CH} \equiv \text{CH}$) (IEC, 2015).

Gas hidrokarbon C_3 dan C_4 , serta partikel padat karbon dan polimer hidrokarbon, juga merupakan produk rekombinasi lain yang mungkin terbentuk. Gas-gas yang terbentuk ini akan larut dalam minyak, atau menumpuk sebagai gas bebas jika terbentuk dengan cepat dalam jumlah besar, dan dapat dianalisis menggunakan metode DGA sesuai dengan standar IEC 60567 (IEC, 2015)

Gangguan berenergi rendah, seperti *partial discharge* dari jenis plasma dingin (*discharge* korona), cenderung menyebabkan pemutusan ikatan C–H yang paling lemah (338 kJ/mol) melalui reaksi ionisasi dan akumulasi hidrogen sebagai gas utama hasil rekombinasi. Diperlukan lebih banyak energi dan/atau suhu yang lebih tinggi untuk memutus ikatan C–C dan membentuk kembali gas-gas dengan ikatan tunggal C–C (607 kJ/mol), ikatan rangkap dua $\text{C}=\text{C}$ (720 kJ/mol), atau ikatan rangkap tiga $\text{C}\equiv\text{C}$ (960 kJ/mol), mengikuti proses yang mirip dengan yang terjadi pada industri *oil-cracking* minyak bumi (IEC, 2015).

Etilena lebih dominan terbentuk dibandingkan etana dan metana pada suhu di atas sekitar 500 °C (meskipun dalam jumlah lebih sedikit pada suhu di bawah itu). Asetilena memerlukan suhu minimal antara 800 °C hingga 1200 °C, serta pendinginan cepat ke suhu yang lebih rendah agar dapat terakumulasi sebagai produk rekombinasi yang stabil. Oleh karena itu, asetilena terbentuk dalam jumlah besar terutama pada kondisi *arc*, di mana saluran terionisasi konduktif mencapai suhu beberapa ribu derajat Celsius, dan antarmuka antara cairan di sekitarnya harus berada di bawah 400 °C (di atas suhu ini minyak akan menguap sepenuhnya), dengan lapisan uap minyak/gas hasil dekomposisi di antaranya (IEC, 2015).



sih dapat terbentuk pada suhu lebih rendah (<800 °C), namun sangat kecil. Partikel karbon terbentuk pada suhu antara 500 °C memang sering diamati setelah terjadinya *arc*ing di dalam minyak nas (*hot spot*) yang sangat tinggi (IEC, 2015).

dapat mengalami oksidasi yang menghasilkan sejumlah kecil yang dapat terakumulasi dalam jangka waktu lama menjadi jumlah (IEC, 2015).

1.6.4.2 Dekomposisi Insulasi Selulosa

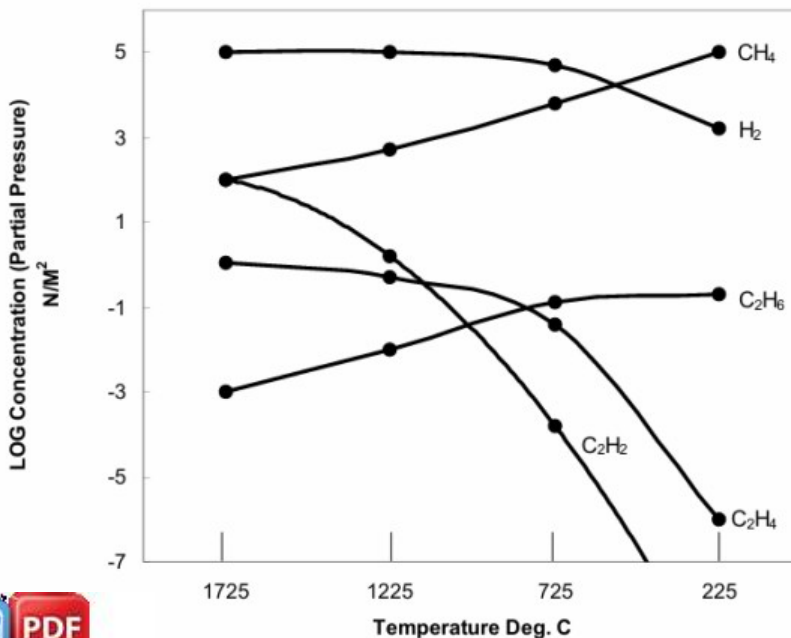
Rantai polimer dari isolasi selulosa padat (seperti kertas, *pressboard*, dan blok kayu) mengandung sejumlah besar cincin *anhidroglukosa* serta ikatan molekul C–O dan ikatan *glikosidik* yang secara termal kurang stabil dibandingkan ikatan hidrokarbon pada minyak, dan akan terurai pada suhu yang lebih rendah. Laju pemutusan rantai polimer meningkat secara signifikan pada suhu di atas 105 °C, dengan dekomposisi dan karbonisasi sempurna terjadi di atas 300 °C (kerusakan berat) (IEC, 2015).

Karbon monoksida (CO) dan karbon dioksida (CO₂), serta air, terbentuk bersamaan dengan sejumlah kecil gas hidrokarbon, senyawa furanik, dan senyawa lainnya. Senyawa furanik dianalisis sesuai dengan standar IEC 61198, dan digunakan untuk melengkapi interpretasi DGA serta memastikan apakah isolasi selulosa terlibat dalam gangguan atau tidak (IEC, 2015).

Pembentukan CO dan CO₂ meningkat tidak hanya karena suhu, tetapi juga dipengaruhi oleh kandungan oksigen dalam minyak dan kadar kelembapan pada kertas (IEC, 2015).

1.6.5 Interpretasi Analisis Gas

1.6.5.1 Gangguan Termal



an Parsial Kesetimbangan Termal Halstead Sebagai Fungsi Suhu

(Sumber: IEEE, 2008)



ar 30, dekomposisi minyak mineral dari 150 °C hingga 500 °C
gas bermassa molekul rendah yang relatif besar, seperti

hidrogen (H_2) dan metana (CH_4), serta jumlah jejak gas bermassa molekul lebih tinggi seperti etilena (C_2H_4) dan etana (C_2H_6). Saat suhu kerusakan pada minyak mineral meningkat ke suhu yang lebih sedang, konsentrasi hidrogen melebihi metana, tetapi sekarang suhu tersebut disertai dengan jumlah signifikan gas bermassa molekul lebih tinggi—pertama etana, dan kemudian etilena. Pada ujung atas kisaran kesalahan termal, jumlah hidrogen dan etilena yang meningkat serta jejak asetilena (C_2H_2) mungkin dihasilkan. Berbeda dengan dekomposisi termal minyak, dekomposisi termal selulosa dan isolasi padat lainnya menghasilkan karbon monoksida (CO), karbon dioksida (CO_2), dan uap air pada suhu yang jauh lebih rendah dibandingkan dekomposisi minyak dan pada laju yang sebanding secara eksponensial dengan suhu. Karena kertas mulai terdegradasi pada suhu yang lebih rendah dibandingkan minyak, produk gasnya ditemukan pada suhu operasi normal di trafo. Sebagai contoh, trafo GSU yang beroperasi pada atau mendekati rating nama biasanya akan menghasilkan beberapa ratus mikroliter/liter (ppm) CO dan beberapa ribu mikroliter/liter (ppm) CO_2 tanpa titik panas berlebihan (IEEE, 2008).

Rasio CO_2/CO kadang-kadang digunakan sebagai indikator dekomposisi termal selulosa. Rasio ini biasanya lebih dari tujuh. Untuk rasio CO_2/CO , nilai masing-masing CO_2 dan CO sebaiknya melebihi 5000 $\mu L/L$ (ppm) dan 500 $\mu L/L$ (ppm) untuk meningkatkan faktor kepastian, yaitu, rasio sensitif terhadap nilai minimum. Seiring meningkatnya besarnya CO, rasio CO_2/CO menurun. Hal ini dapat menunjukkan adanya kelainan yang merusak isolasi selulosik (IEEE, 2008).

1.6.5.2 Gangguan Elektrik – Pelepasan Energi Rendah

Merujuk pada Gambar 30, pelepasan berintensitas rendah seperti pelepasan parsial dan busur intermiten pada tingkat sangat rendah terutama menghasilkan hidrogen, dengan jumlah metana yang menurun dan sejumlah kecil asetilena. Seiring meningkatnya intensitas pelepasan, konsentrasi asetilena dan etilena meningkat secara signifikan (IEEE, 2008).

1.6.5.3 Gangguan Elektrik – Pelepasan Energi Tinggi

Merujuk pada Gambar 30, ketika intensitas pelepasan listrik mencapai proporsi arcing atau pelepasan berkelanjutan yang menghasilkan suhu dari 700 °C hingga 1800 °C, jumlah asetilena menjadi signifikan (IEEE, 2008).

1.6.6 Evaluasi Kondisi Transformator Berdasarkan Kondisi Invidual Dan Konsentrasi TDCG



an apakah sebuah trafo berperilaku normal jika tidak memiliki sebelumnya. Selain itu, terdapat perbedaan pendapat yang anai apa yang dianggap sebagai “trafo normal” dengan ng dapat diterima. Sebuah kriteria empat tingkat telah mengklasifikasikan risiko bagi trafo, ketika tidak ada riwayat ya, untuk operasi berkelanjutan pada berbagai tingkat gas yang

mudah terbakar. Kriteria ini menggunakan konsentrasi untuk masing-masing gas secara terpisah maupun total konsentrasi dari semua gas yang mudah terbakar. Lihat Tabel 2.

Kondisi 1: TDCG di bawah tingkat ini menunjukkan bahwa transformator beroperasi dengan baik (lihat Gambar 2). Setiap gas mudah terbakar yang melebihi batas yang ditentukan harus mendorong penyelidikan tambahan (lihat 6.6 dan 6.7).

Kondisi 2: TDCG dalam kisaran ini menunjukkan tingkat gas mudah terbakar yang lebih tinggi dari normal. Setiap gas mudah terbakar individu yang melebihi tingkat yang ditentukan harus memicu penyelidikan tambahan. Lanjutkan sesuai Gambar 2, Langkah 3. Tindakan harus diambil untuk menetapkan tren (Gambar 2, Langkah 4). Kemungkinan ada kesalahan. Lanjutkan ke 6.5.1 atau 6.5.2.

Kondisi 3: TDCG dalam kisaran ini menunjukkan tingkat dekomposisi yang tinggi. Setiap gas mudah terbakar individu yang melebihi tingkat yang ditentukan harus memicu penyelidikan tambahan. Lanjutkan sesuai Gambar 2, Langkah 3. Tindakan segera harus diambil untuk menetapkan tren (Gambar 2, Langkah 4). Kemungkinan besar ada kesalahan. Lanjutkan ke 6.5.1 atau 6.5.2.

Kondisi 4: TDCG yang melebihi nilai ini menunjukkan dekomposisi yang berlebihan. Operasi yang berkelanjutan dapat mengakibatkan kegagalan transformator. Lanjutkan segera dan dengan hati-hati sesuai Gambar 2, Langkah 3, dan 6.5.1 atau 6.5.2 (IEEE, 2008).

Tabel 3. Konsentrasi Gas Terlarut

Status	Batas konsentrasi gas kunci terlarut [$\mu\text{L/L}$ (ppm)]							
	Hydrogen (H_2)	Metana (CH_4)	Asitelenana (C_2H_2)	Etilena (C_2H_4)	Etana (C_2H_6)	Carbon monoksida (CO)	Karbon Dioksida (CO_2)	TDCG
Kondisi 1	100	120	1	50	65	350	2 500	720
Kondisi 2	101 – 700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2 500-4000	721-1920
Kondisi 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4 001-10 000	1921-4630
Kondisi 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10 000	>4630

Tabel 3 mencantumkan konsentrasi gas terlarut untuk gas-gas individual dan TDCG untuk Kondisi 1 hingga Kondisi 4. Tabel ini digunakan untuk melakukan ap kondisi gas terlarut pada transformator baru atau yang baru akan jika tidak ada tes sebelumnya pada transformator terkait a tidak ada riwayat baru-baru ini. Penggunaan panduan ini nsentrasi gas terlarut merupakan nilai konsensus berdasarkan perusahaan. Operator transformator dapat memutuskan untuk ntraksi gas terlarut yang berbeda untuk gas individual (terutama



asetilena) dan TDCG berdasarkan pertimbangan teknis dan pengalaman dengan transformator serupa lainnya (IEEE, 2008).

Kondisi untuk sebuah transformator tertentu ditentukan dengan menemukan level tertinggi untuk gas individual atau TDCG pada Tabel 2. Sebagai contoh, jika sampel mengandung konsentrasi gas berikut (dalam mikroliter/liter (ppm), vol/vol):

H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	TDCG
270	253	5	17	75	524	1034

Gas-gas yang masuk ke kondisi tertinggi adalah H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_6 , dan TDCG. Oleh karena itu, data ini menunjukkan bahwa trafo akan diklasifikasikan sebagai Kondisi 2. Contoh ini juga dapat digunakan untuk menunjukkan dua faktor lain yang harus dipertimbangkan saat menggunakan tabel ini, yaitu umur trafo dan jenis kondisi awal (IEEE, 2008).

Trafo baru (satu tahun atau kurang) biasanya mengandung tingkat gas yang jauh di bawah Kondisi 1 dan tidak mengandung tingkat asetilena yang terdeteksi. Oleh karena itu, tingkat kekhawatiran dalam contoh ini akan jauh lebih tinggi untuk trafo berumur 1 bulan dibandingkan trafo berumur 20 tahun (IEEE, 2008).

Pertimbangan lain adalah bahwa asetilena dapat dihasilkan dari tiga kondisi awal kerusakan yang berbeda, yaitu panas berlebih pada minyak, pelepasan parsial (*discharge* energi rendah), atau *arcing*. Dalam kasus panas berlebih, asetilena akan mewakili proporsi kecil dari gas hidrokarbon. Dalam kasus pelepasan parsial, konsentrasi hidrogen yang sangat tinggi akan dihasilkan dibandingkan dengan asetilena, dan ini umumnya menjadi alasan untuk khawatir meskipun TDCG tidak terlalu tinggi. Kondisi yang paling parah adalah *arcing*. Ketika *arcing* energi tinggi terjadi, hidrogen dan asetilena umumnya memiliki besaran yang sama, begitu juga gas hidrokarbon lainnya. Ketika ditemukan kondisi *arcing* yang aktif, perhatian segera diperlukan (IEEE, 2008).

1.6.7 Menentukan Kondisi Transformator Dan Prosedur Operasi Dengan Memanfaatkan TCG di Ruang Gas

Ketika terjadi peningkatan mendadak dalam konsentrasi gas mudah terbakar atau tingkat pembentukan gas di ruang gas transformator yang beroperasi dengan baik dan diduga terdapat gangguan internal, gunakan prosedur yang direkomendasikan dalam Gambar 2 (IEEE, 2008).

Tabel 4 menunjukkan interval pengambilan sampel awal yang direkomendasikan serta prosedur operasi untuk berbagai tingkat TCG (dalam persen) (IEEE, 2008).



ber gas diketahui melalui analisis, inspeksi, konsultasi, atau yanya dan risiko telah dinilai, pertimbangan teknis harus menentukan interval pengambilan sampel akhir dan prosedur

Tabel 4. Tindakan Berdasarkan TCG

Kondisi	Level TCG (%)	Laju TCG (%/hari)	Interval pengambilan sampel dan prosedur operasi untuk laju produksi gas	
			Interval Sampel	Prosedur Operasi
Kondisi 4	≥5	>0.03	Harian	Pertimbangkan untuk dicabut dari servis. Hubungi manufaktur
		0.01-0.03	Harian	
		<0.01	Mingguan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis setiap gas secara individual. Rencanakan pemadaman. Hubungi manufaktur
Kondisi 3	≥2-<5	>0.03	Mingguan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis setiap gas secara individual. Rencanakan pemadaman. Hubungi manufaktur
		0.01-0.03	Mingguan	
		<0.01	Bulanan	
Kondisi 2	≥0.5-<2	>0.03	Bulanan	Berhati – hati
		0.01-0.03	Bulanan	Analisa setiap individual gas
		<0.01	3 Bulan	Tentukan ketergantungan beban
Kondisi 1	<0.5	>0.03	Bulanan	Berhati-hati, analisa individual gas, tentukan ketergantungan beban
		0.01-0.03	3 Bulan	
		<0.01	Tahunan	Lanjutkan operasi normal



Prosedur Operasi dan Interval Pengambilan Sampel dan Tingkat Pembangkitan dalam Minyak

...tatan mendadak dalam kandungan gas terlarut pada minyak dioperasikan dengan baik dan dicurigai adanya kerusakan internal,

prosedur yang direkomendasikan harus digunakan. Tabel 5 menunjukkan interval pengambilan sampel awal yang direkomendasikan dan prosedur operasi untuk berbagai tingkat TDCG [dalam mikroliter/liter (ppm)]. Laju pembangkitan gas yang meningkat menunjukkan masalah yang semakin parah; oleh karena itu, interval pengambilan sampel yang lebih pendek direkomendasikan (IEEE, 2008).

Setelah sumber gas tertentu diketahui melalui analisis, inspeksi, konsultasi, atau kombinasi dari metode tersebut, dan risikonya telah dinilai, maka penilaian teknis harus diterapkan untuk menentukan interval pengambilan sampel akhir dan prosedur operasi (IEEE, 2008).

Tabel 5. Tindakan Berdasarkan TDCG

Kondisi	TDCG level	TDCG rate	Interval pengambilan sampel dan prosedur operasi untuk laju pembangkitan gas	
			Interval pengambilan sampel	Prosedur operasional
Kondisi 4	>4630	>30	Harian	Pertimbangkan untuk menghentikan penggunaan. Beri tahu pabrik.
		10 - 30	Harian	
		<10	Mingguan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis untuk gas individual. Rencanakan pemadaman. Beri tahu pabrikan.
Kondisi 3	1921 - 4630	>30	Mingguan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis untuk gas individual. Rencanakan pemadaman. Beri tahu pabrikan.
		10 – 30	Mingguan	
		<10	Bulanan	
Kondisi 2	721 – 1920	>30	Bulanan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis untuk gas individual. Rencanakan pemadaman. Beri tahu pabrikan.
		10 – 30	Bulanan	
		<10	Triwulan	
Kondisi 1	≤720	>30	Bulanan	Berhati-hatilah secara ekstrem. Analisis untuk gas individual. Rencanakan pemadaman. Beri tahu pabrikan.
		10 – 30	Triwulan	
		<10	Tahunan	Lanjutkan operasi normal.



Identifikasi Gangguan

Metode Kunci (Key Gas Method)

Metode ini adalah salah satu teknik diagnostik historis yang digunakan untuk mengidentifikasi gangguan secara kualitatif dalam transformator yang terendam minyak. Metode ini didasarkan pada korelasi antara gas-gas yang khas

(*typical*), atau yang dominan (*predominant*), yang dihasilkan pada berbagai suhu atau jenis gangguan. Metode ini menetapkan gas gas tertentu sebagai “kunci” untuk mengidentifikasi empat tipe umum gangguan (*fault types*). Gas-gas penting dan proporsinya ini disebut “gas kunci”. Tabel 6 menunjukkan empat tipe gangguan (IEEE, 2008).

Tabel 6. Evaluasi Gas Kunci

Gas Kunci	Tipe Gangguan	Proporsi Khas Gas Mudah Terbakar yang Dihasilkan
Etilena	Gangguan termal minyak mineral	Dominan Etilena dengan proporsi Metana, Etana, dan Hidrogen yang lebih kecil. Jejak Asetilena dapat ada pada suhu gangguan yang sangat tinggi.
Karbon Monoksida	Gangguan termal minyak mineral dan selulosa	Dominan Karbon Monoksida dengan jumlah Gas Hidrokarbon yang jauh lebih kecil.
Hidrogen	Lucutan parsial listrik berenergi rendah	Dominan Hidrogen dengan jumlah Metana yang kecil, serta jejak Etilena dan Etana,.
Hidrogen dan Asetilena	Listrik berenergi tinggi (<i>arcing</i>)	Dominan Hidrogen dan Asetilena dengan jejak minor Metana, Etilena, dan Etana. Karbon Monoksida juga terbentuk jika selulosa terlibat.

1.6.9.2 Metode Rasio Roger (*Rogers Ratio Method*)

Metode Rasio Roger adalah metode diagnostik yang didasarkan pada prinsip degradasi termal (dekomposisi minyak dan selulosa). Metode ini menggunakan rasio konsentrasi tugas gas kunci untuk mengdiagnosis gangguan yang mungkin terjadi. Metode ini menggunakan tiga rasio gas utama sebagai berikut.

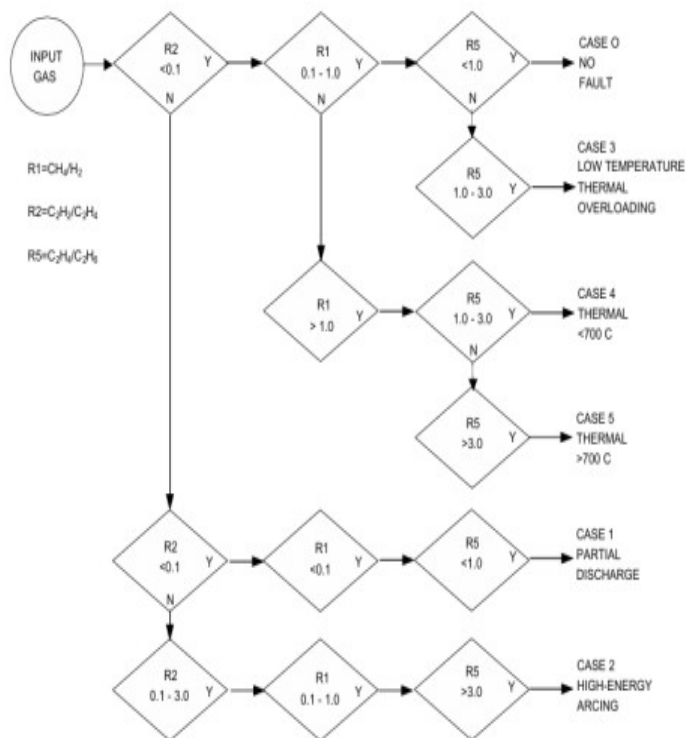
- Rasio 1 (R1): CH_4/H_2 (1)
- Rasio 2 (R2): $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ (2)
- Rasio 5 (R5): $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ (3)

Metode ini menggunakan rasio-rasio tersebut untuk mengidentifikasi lima jenis ng berbeda. Tabel berikut berupa diagnosis berdasarkan nilai



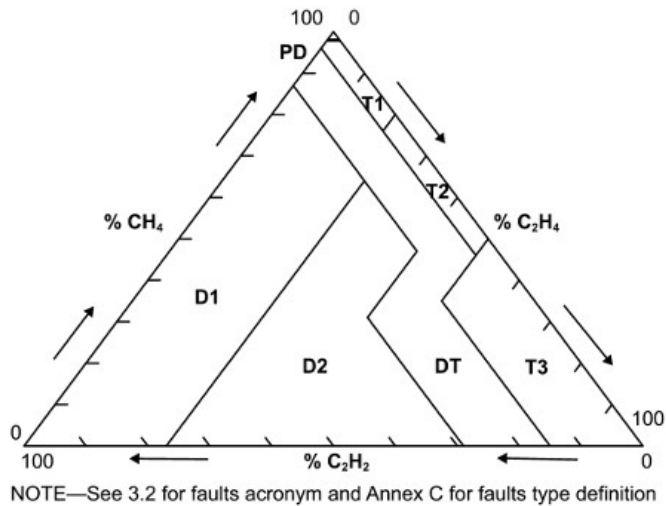
Tabel 7. Diagnosis Metode Rasio Roger

Kasus	R2	R1	R5	Gangguan
0	< 0.1	$0.1 - < 1.0$	< 1.0	Unit Normal
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Pelepasan Energi Rendah
2	$0.1 - 3.0$	$0.1 - 1.0$	> 3.0	<i>Arcing</i> – Pelepasan energi tinggi
3	< 0.1	$> 0.1 - < 1.0$	$1.0 - 3.0$	Gangguan Termal Suhu Rendah
4	< 0.1	> 1.0	$1.0 - 3.0$	Termal $< 700^{\circ}\text{C}$
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Termal $> 700^{\circ}\text{C}$

Gambar 31. Diagram Alir Metode Rasio Roger
(Sumber: IEEE, 2008)

1.6.9.3 Metode Segitiga Duval (*Duval Triangle Method*)

Metode Segitiga Duval diilustrasikan pada Gambar 32 berikut:



Gambar 32. Metode Segitiga Duval
(Sumber: IEEE, 2019)

Metode Segitiga Duval adalah metode grafis yang menggunakan persentase relatif dari tiga gas hidrokarbon yang dikorelasikan dengan peningkatan kandungan energi atau suhu gangguan. Dimana metana (CH_4) untuk gangguan berenergi/suhu rendah, etilena (C_2H_4) untuk gangguan bersuhu tinggi, dan asetilena (C_2H_2) untuk gangguan bersuhu/energi sangat tinggi atau busur. Di setiap sisi segitiga dipetakan persentase relatif dari ketiga gas ini (IEEE, 2019).

$$\% \text{CH}_4 = \left[\frac{\text{CH}_4}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \right] \times 100\% \quad (4)$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_4 = \left[\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \right] \times 100\% \quad (5)$$

$$\% \text{C}_2\text{H}_2 = \left[\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2} \right] \times 100\% \quad (6)$$



memungkinkan identifikasi enam tipe dasar gangguan yang terdapat pada Tabel 8, ditambah campuran gangguan listrik/termal di zona DT. nilai numerik untuk batas zona gangguan dari Metode Segitiga Duval terdapat dalam (% CH_4), (% C_2H_4), dan (% C_2H_2) (IEEE, 2019).

Tabel 8. Gangguan Dasar Segitiga Duval

Kode	Jenis Gangguan	Deskripsi
PD	<i>Partial Discharge (Corona type)</i>	Pelepasan muatan sebagian tipe korona
D1	<i>Low-energy Discharge</i>	Pelepasan energi rendah / partial discharge tipe percikan
D2	<i>High-energy Discharge</i>	Pelepasan energi tinggi (arcing)
T1	<i>Thermal Fault (< 300 °C)</i>	Gangguan termal dengan suhu di bawah 300 °C
T2	<i>Thermal Fault (300–700 °C)</i>	Gangguan termal dengan suhu antara 300 °C dan 700 °C
T3	<i>Thermal Fault (> 700 °C)</i>	Gangguan termal dengan suhu lebih dari 700 °C
DT	<i>Mix of Electrical + Thermal Fault</i>	Kombinasi pelepasan listrik dengan gangguan termal (zona transisi di segitiga Duval)

Tabel 9. Batas zona untuk Gambar 32

Gas% / Gangguan	% CH ₄	% C ₂ H ₄	% C ₂ H ₂
PD	≥ 98	-	-
T1	< 98	< 20	< 4
T2	-	≥ 20 dan < 50	< 4
T3	-	≥ 50	< 15
DT	-	< 50	
	-	≥ 40 dan < 50	
	-	≥ 50	
D1	-	< 23	≥ 13
D2	-	≥ 23	≥ 29
	-	≥ 23 dan < 40	≥ 13 and < 29



dari Metode Segitiga Duval adalah bahwa metode ini selalu asi kesalahan dengan sedikit kesalahan diagnosis (berdasarkan sus transformator yang rusak yang telah diperiksa), dan mpunan untuk secara visual dan cepat mengikuti perkembangan ktu pada transformator. Sebaliknya, karena metode ini selalu sis, sebaiknya hanya digunakan untuk mengidentifikasi masi lain menunjukkan kemungkinan adanya kesalahan. Fakta

bahwa jenis kesalahan yang mungkin teridentifikasi bukanlah konfirmasi adanya kesalahan itu sendiri (IEEE, 2019).

Metode Rasio Roger dan Segitiga Duval sebaiknya tidak digunakan pada sampel dengan kadar gas yang sangat rendah, karena bisa tidak dapat diandalkan dan tidak akurat. (IEEE, 2019).

1.6.9.3 Duval Pentagon

Metode Duval Pentagon, yang diperkenalkan oleh Michel Duval dan Laurent Lamarre, merupakan inovasi terbaru dalam serangkaian alat interpretasi untuk Analisis Gas Terlarut (DGA) pada peralatan listrik yang diisi minyak mineral, seperti transformator. Metode ini dirancang sebagai alat pelengkap (*complementary tool*) untuk interpretasi hasil DGA. (Duval, 2014)

Metode Duval Pentagon menggunakan lima jenis gas untuk mendeteksi jenis-jenis gangguan (*faults*) yang terjadi pada transformator. Lima gas hidrokarbon utama adalah H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , dan C_2H_2 , dan teknik Duval Pentagon menyajikan gas-gas tersebut secara relatif satu sama lain. Lima gas hidrokarbon utama ini akan membentuk sebuah pentagon, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 33. Kontribusi relatif masing-masing gas dihitung dengan membagi jumlah tiap gas terhadap total kelima komponen gas, sesuai persamaan (7) – (11). Proporsi relatif dari lima gas hidrokarbon utama dihitung dalam ppm.

$$\%H_2 = \frac{H_2}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (7)$$

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (8)$$

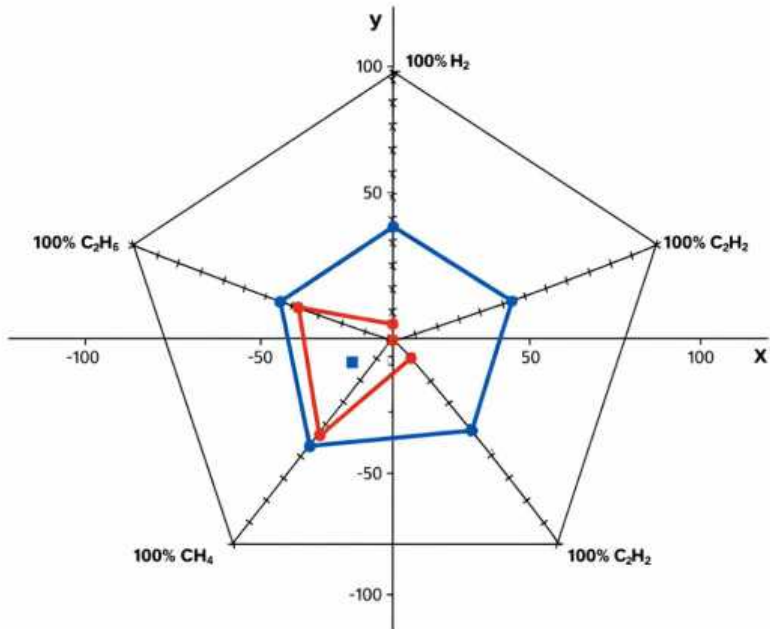
$$\%C_2H_6 = \frac{C_2H_6}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (9)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (10)$$

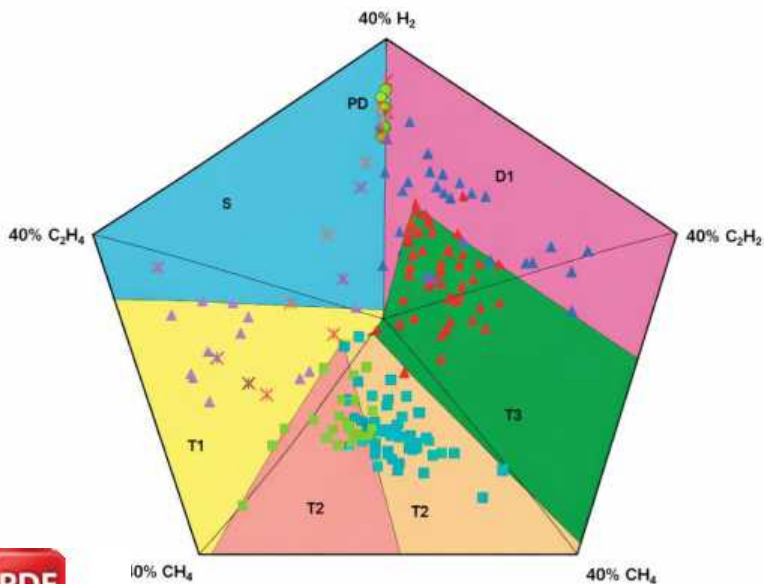
$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{H_2 + CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4 + C_2H_2} \quad (11)$$

Gambar 34 menunjukkan representasi area gangguan dalam Duval Pentagon (Duval, 2014)





Gambar 33. Respresentasi Duval Pentagon
(Sumber: Duval, 2014)



Results identified by visual inspection as due to faults:

▲ D2 ■ T3 ■ T2 ✕ S>200C ✕ S-120C ▲ T1

pentagon untuk enam jenis gangguan “dasar”, yaitu PD, D1, D2, dan T1, serta *stray gassing* pada minyak mineral S
(Sumber: Duval, 2014)



Duval Pentagon ditampilkan dengan zona kesalahan yang merepresentasikan enam jenis gangguan dasar sebagaimana digunakan oleh standar IEC, IEEE, dan Segitiga Duval. Zona tersebut meliputi:

- PD (*Partial Discharges*): pelepasan muatan sebagian atau korona,
- D1: pelepasan energi rendah,
- D2: pelepasan energi tinggi,
- T3: gangguan termal dengan suhu di atas 700°C,
- T2: gangguan termal dengan suhu antara 300–700°C,
- T1: gangguan termal dengan suhu di bawah 300°C.

Selain itu, Pentagon juga menambahkan zona S (*Stray Gassing*) yang menunjukkan fenomena gas lepas dari minyak mineral, berdasarkan hasil uji laboratorium pada suhu 120°C dan 200°C. Setiap titik *centroid* yang ditampilkan dalam Pentagon merepresentasikan hasil DGA yang telah diverifikasi melalui inspeksi visual, sehingga dapat digunakan untuk mengidentifikasi jenis gangguan yang terjadi (Duval, 2014).

Pusat dari pentagon merepresentasikan konsentrasi gas 0%, sedangkan puncaknya merepresentasikan konsentrasi gas 100%. Terdapat lima titik pada setiap sumbu yang mencerminkan proporsi relatif dari masing-masing gas. Setiap proporsi relatif tersebut dipetakan pada sumbu gas yang sesuai, kemudian membentuk poligon tidak beraturan dengan lima sisi. Untuk klasifikasi akhir dari DGA, koordinat *centroid* geometris akan ditentukan. Secara matematis, untuk menemukan *centroid* dari poligon tidak beraturan, koordinat x dan y perlu dihitung untuk setiap gas individu sebagaimana ditunjukkan dalam Persamaan (12)-(16).

$$x_i = \%Gas \times \cos(\alpha) \quad (12)$$

$$y_i = \%Gas \times \cos(90^\circ - \alpha) \quad (13)$$

$$A = \frac{1}{2} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (14)$$

$$C_x = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (x_i + x_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (15)$$

$$C_y = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (y_i + y_{i+1})(x_i y_{i+1} - x_{i+1} y_i) \quad (16)$$

Di mana x_i dan y_i adalah koordinat dari lima titik, C_x dan C_y adalah koordinat (x, y) dari titik pusat (*centroid*), dan A adalah luas permukaan poligon. Koordinat *centroid* hasil DGA dan zona gangguan pada Pentagon umumnya menunjukkan kesesuaian yang baik, kecuali terdapat beberapa outlier sebagaimana halnya pada metode diagnosis lainnya. Penyimpangan tersebut dapat disebabkan oleh hasil DGA laporan inspeksi yang kurang tepat, atau adanya campuran (*faults*) yang tidak teridentifikasi (Duval, 2014).



BAB II METODE PENELITIAN

2.1 Waktu dan Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di PT. Vale Indonesia area *Process Plant Furnace 4*. Pengujian *Dissolved Gas Analysis* (DGA) dilakukan oleh departemen *Process Plant Engineering, Planning & Fabrication* (PPEPF). Metode penelitian yang digunakan adalah metode eksperimen dan deskriptif analitis, di mana pengujian DGA dilakukan secara langsung pada transformator daya Furnace #4 A2T10. Pelaksanaan penelitian dimulai dari 20 April sampai 6 Juni 2025.

2.2 Alat dan Bahan yang Digunakan

Adapun Alat dan Bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah

2.2.1 Alat

1. *Syringe*



Gambar 35. *Syringe*

Syringe yang digunakan adalah tipe kedap gas, yaitu *syringe* yang dilengkapi dengan segel rapat agar gas di dalamnya tidak bocor maupun terkontaminasi udara luar. Alat ini digunakan untuk mengambil sampel minyak transformator.



2. GE Kelman TRANSPORT X²



Gambar 36. GE Kelman Transport X2

GE Kelman TRANSPORT X² adalah alat portabel untuk menganalisa gas-gas terlarut pada minyak isolasi transformator.

2.2.2 Bahan

1. Minyak Isolasi Transformator A2T10



Gambar 37. Transformator A2T10



A2T10 merupakan transformator berkapasitas 116 MVA dengan turunkan tegangan dari 33 kV ke 2.5 kV yang kemudian di peleburan 4 (*Furnace*). Pada penelitian ini, minyak isolasi yang digunakan pada transformator A2T10 menjadi bahan pengujian untuk tes analisis

2.3 Metode Pengumpulan Data

Pada penelitian ini metode pengumpulan data yang digunakan yaitu data primer. Data primer ialah data yang diambil atau diperoleh dari penelitian, pengujian, dan pengamatan secara langsung terhadap objek yang diteliti di *Process Plant Furnace 4 PT. Vale Indonesia*. Data yang di dapat dari pengujian ini ialah konsentrasi kandungan gas terlarut pada minyak transformator yang nantinya akan diinterpretasikan dan dianalisis untuk menentukan kondisi dan jenis gangguan internal yang terjadi pada transformator *Furnace 4 A2T10 PT. Vale Indonesia*.

2.4 Prosedur Penelitian

2.4.1 Studi Literatur

Tahapan ini dilakukan dengan cara mempelajari referensi-referensi yang ada, baik dalam bentuk buku, jurnal ilmiah, standar, internet, dan sumber pustaka lainnya yang bertujuan menjadi referensi yang berkaitan dengan topik penelitian ini.

2.4.2 Periapan Alat dan Bahan

Tahapan ini dilakukan untuk mempersiapkan alat dan bahan yang akan digunakan dalam penelitian ini. Alat yang digunakan meliputi alat *syringe*, GE Kelman TRANSPORT X², serta bahan yang digunakan yaitu minyak oli transformator A2T10.

2.4.3 Pengambilan Sampel

Tahapan ini dilakukan untuk mengambil sampel oli pada transformator menggunakan *syringe* yang nantinya akan dimasukkan ke alat GE Kelman TRANSPORT X².

2.4.4 Analisa Hasil Pengamatan Data

Pada tahap ini, data yang telah diperoleh dari pengujian dianalisis menggunakan metode yang mengacu pada standar IEEE C57.104-2008, IEEE C57.104-2019, dan IEC 60599-2015, kemudian hasil interpretasi dari masing-masing metode dibandingkan dengan kondisi aktual transformator.

2.4.5 Kesimpulan

Pada tahap ini dilakukan penarikan kesimpulan dari data yang telah di analisis sesuai permasalahan dan tujuan akhir penelitian ini.



3

yang diperlukan sudah didapatkan, akan dilakukan pengolahan hasil yang didapatkan dianalisis dengan menggunakan metode C57.104-2008, IEEE C57.104-2019, dan IEC 60599-2015.

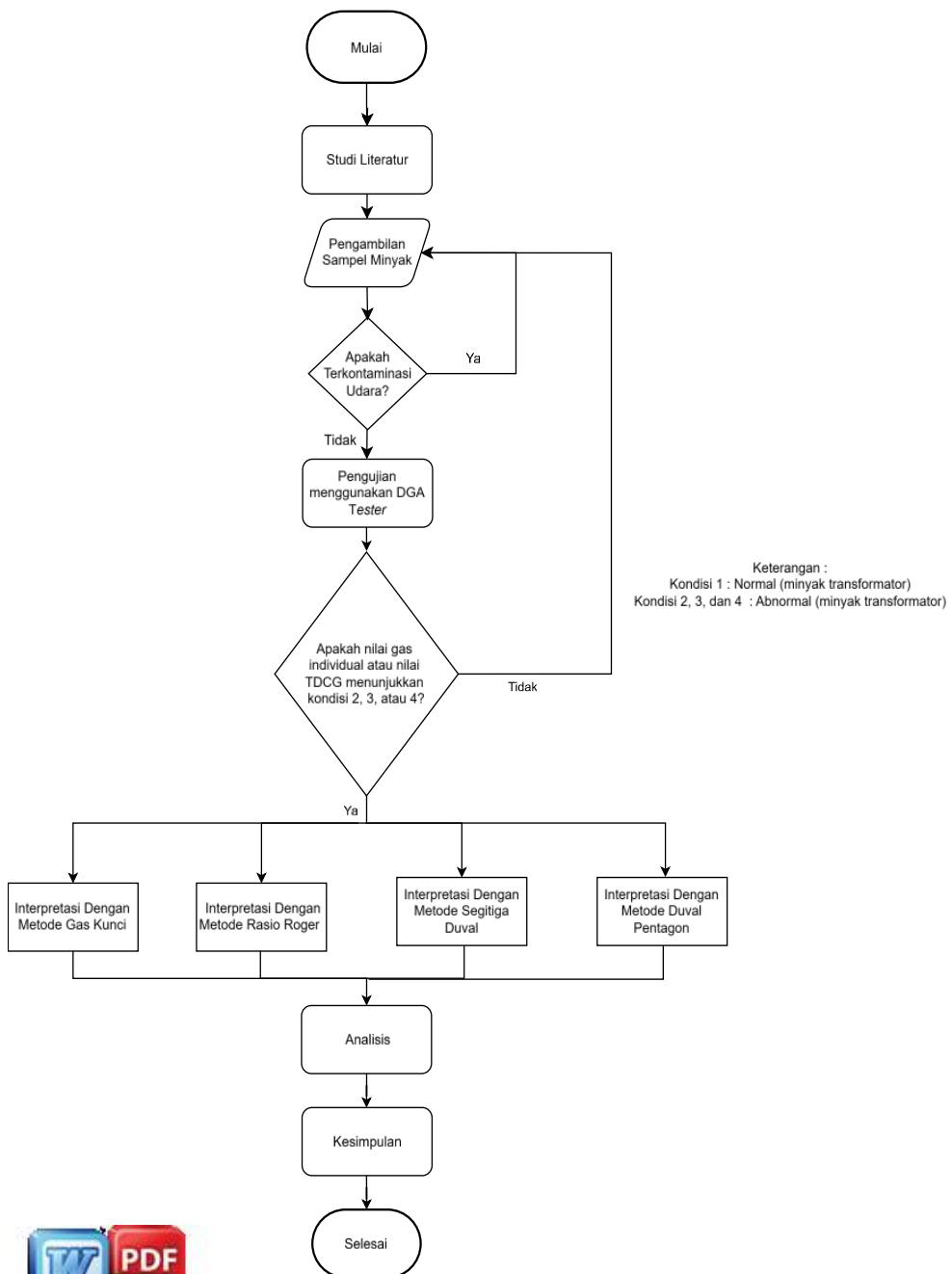
2.6 Diagram Alir Penelitian

Pada penelitian ini, tahapan pelaksanaan dimulai dengan studi literatur untuk memperoleh referensi yang relevan, baik berupa jurnal, buku, standar, artikel, maupun sumber informasi lainnya. Selanjutnya dilakukan pengambilan sampel minyak transformator menggunakan *syringe*. Apabila sampel terkontaminasi udara, dilakukan pengambilan ulang (*re-sampling*) hingga diperoleh sampel yang benar-benar bebas dari kontaminasi.

Sampel yang telah memenuhi syarat kemudian diuji menggunakan alat DGA untuk memperoleh data konsentrasi gas terlarut. Setelah seluruh data diperoleh, dilakukan klasifikasi kondisi minyak. Jika hasil klasifikasi menunjukkan kondisi 1, maka diperlukan pengambilan sampel uji tambahan. Namun, apabila hasil pengujian berada pada kondisi 2, 3, atau 4, maka proses dilanjutkan ke tahap pengolahan data dan analisis dengan membandingkan hasil interpretasi masing-masing metode sesuai standar yang digunakan terhadap kondisi aktual transformator.

Tahapan selanjutnya adalah penyusunan kesimpulan berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan.





Gambar 38. Diagram Alir Penelitian

