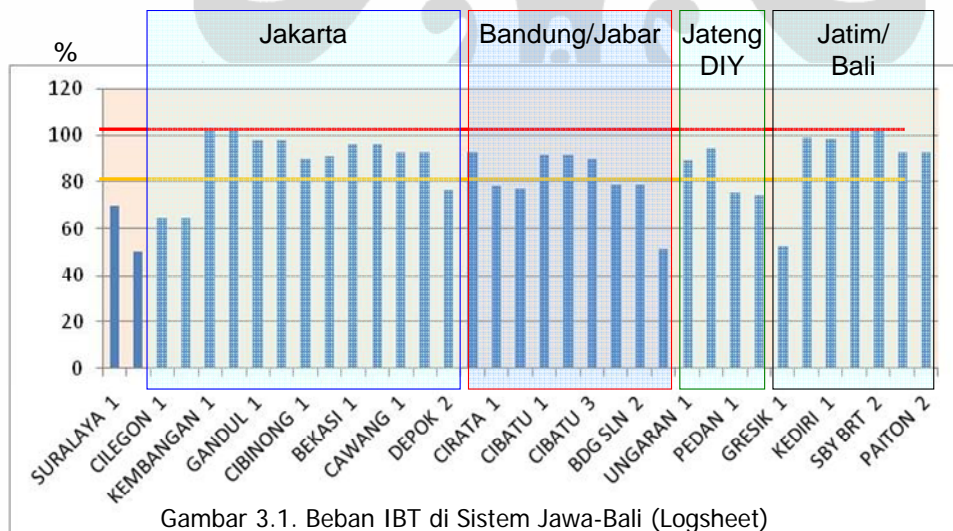


BAB III INVESTIGASI GANGGUAN

3.1. Gambaran Sistem Tenaga Listrik Jakarta dan Banten

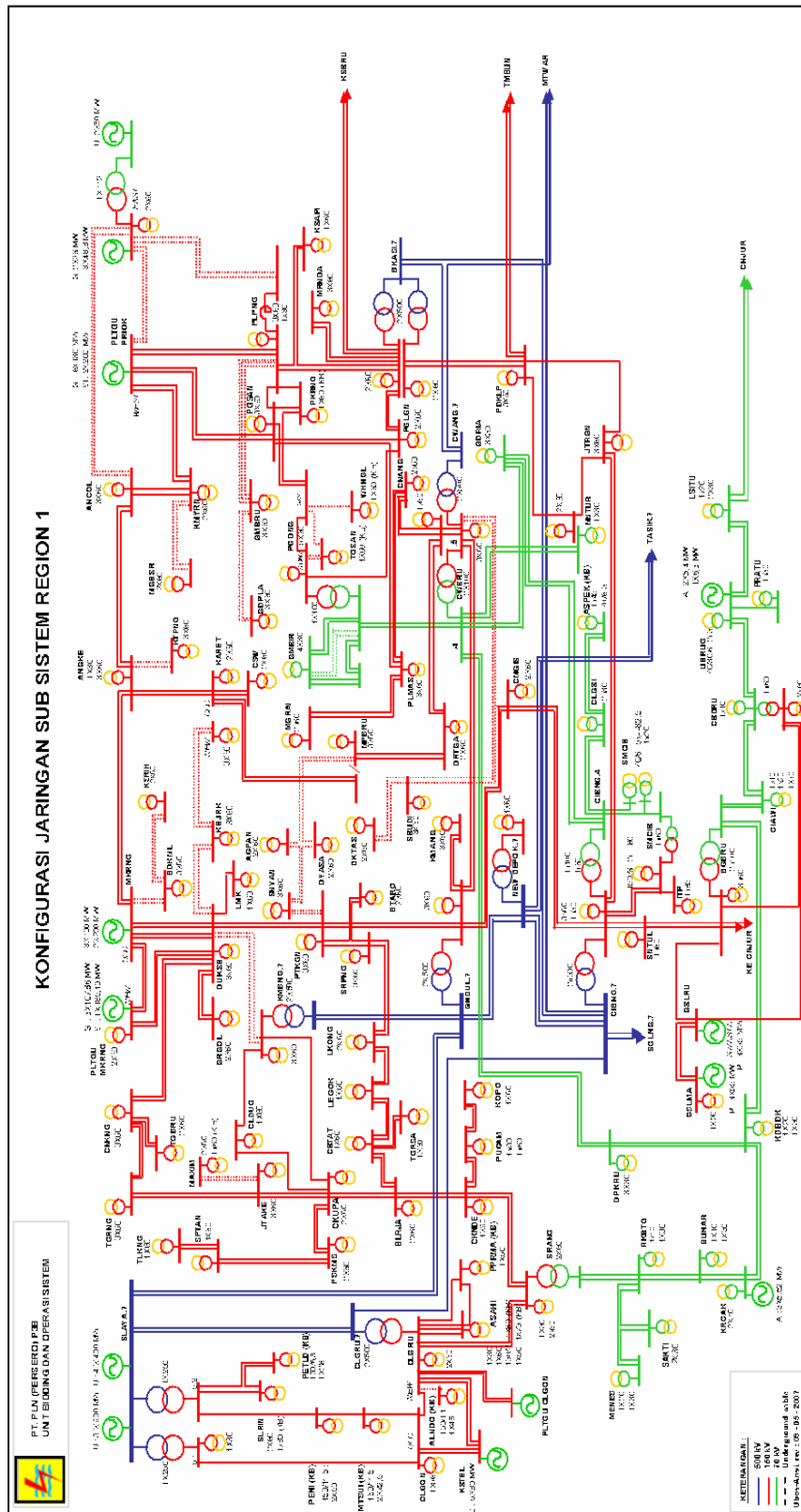
Kebutuhan daya listrik sistem kelistrikan Jakarta sebesar 7.500 MW dipasok oleh pembangkit Muara Karang, Priok dan transfer daya dari region lain yang masuk melalui *Inter Bus Transformer* (IBT) di 9 (sembilan) GITET 500 kV yaitu Kembangan, Gandul, Depok, Bekasi, Cibinong, Suralaya, Cawang, Cilegon dan yang baru-baru ini mulai beroperasi GITET Balaraja. GITET 500 kV New Balaraja mempunyai 2 (dua) *Inter Bus Transformer* (IBT) masing-masing mempunyai daya 500 MVA.

Kondisi saat itu sebagian besar transformator-transformator IBT tersebut memikul beban antara 80% hingga 100% dari kapasitas transformator sebagaimana dapat dilihat pada grafik pembebanan pada gambar 4.1.



Gambar 3.1. Beban IBT di Sistem Jawa-Bali (Logsheets)

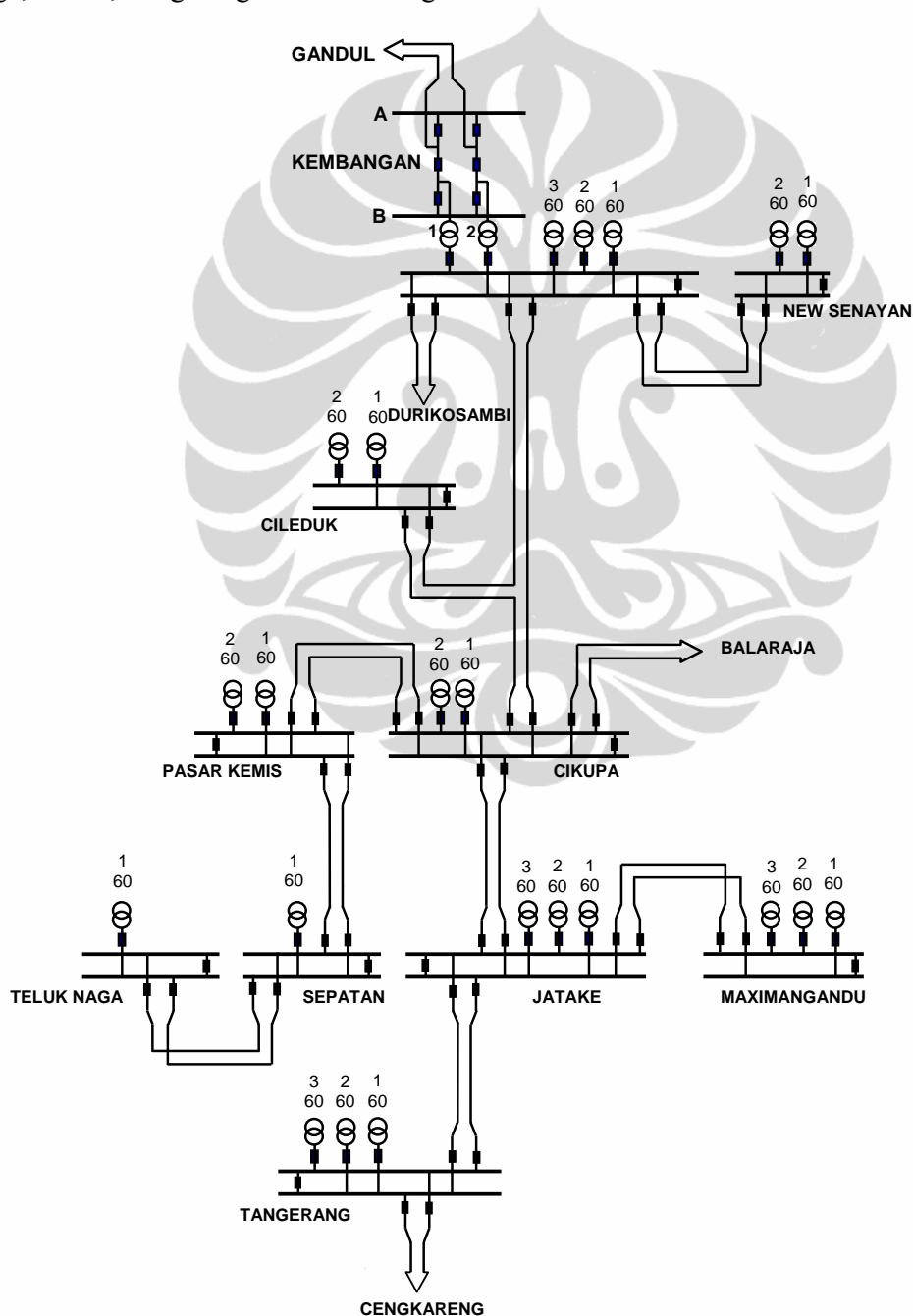
Pembebanan transformator-transformator IBT di Sub-Sistem RJKB sebagian besar melebihi 80% dari kapasitasnya, mengakibatkan tidak terpenuhinya kriteria keandalan sistem penyaluran N-1. Apabila salah satu transformator IBT mengalami gangguan maka beban transformator yang terganggu tidak dapat dialihkan ke transformator IBT lainnya yang sudah mengalami pembebanan tinggi, sehingga terjadi pemadaman di sebagian wilayah Jakarta.



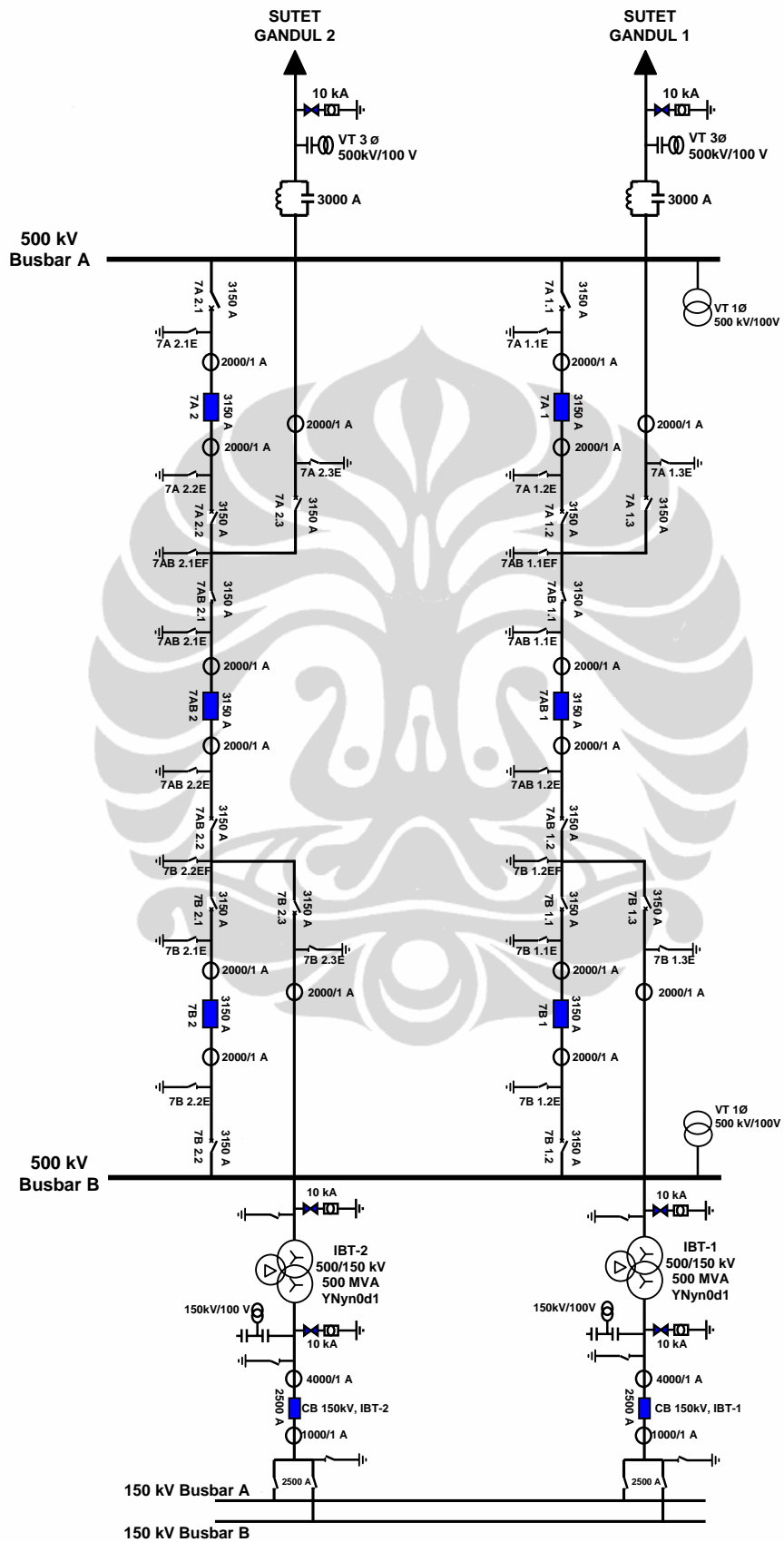
Gambar 3.2.: Diagram sistem penyaluran di Sub-Sistem RJKB

3.2. Gambaran Sub-Sistem Kembangan

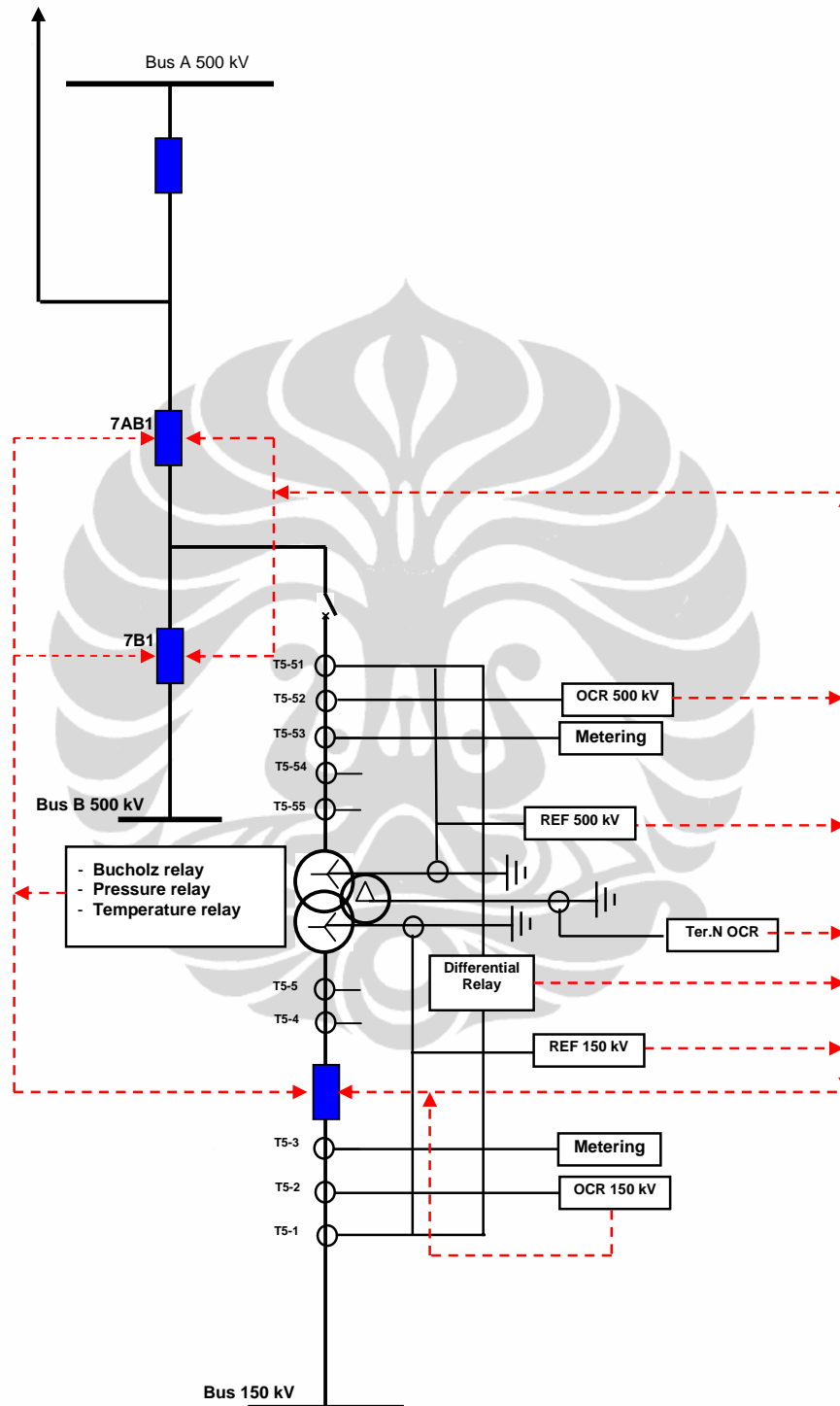
Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500 kV Kembangan merupakan Salah satu gardu induk di wilayah operasi PLN RJKB – UPT Jakarta Barat. GITET 500 kV Kembangan terdiri dari 2 (dua) buah IBT 500/150 kV, 500 MVA dijadikan sebagai salah satu pemasok utama di wilayah Jakarta Barat diantaranya : menyuplai GI 150 kV Kembangan, New Senayan, Ciledug, Cikupa, Pasar kemis, Sepatan, Teluk naga, Jatake, Tangerang dan Maximangandu.



Gambar 3.3.: Single Line Diagram Sub-sistem GITET 500 kV Kembangan

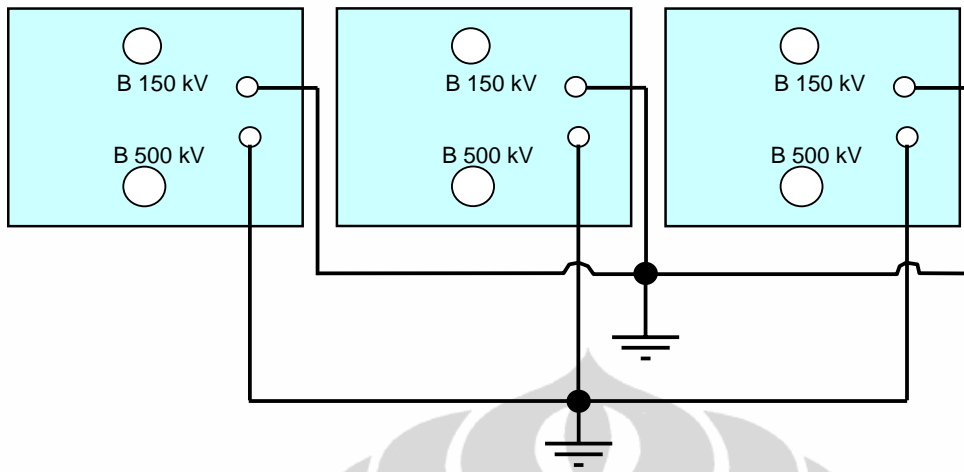


Gambar 3.4.: Single line diagram GITET 500 kV Kembangan



Gambar 3.5.: Single line diagram Diameter IBT-1 GITET 500 kV Kembangan

Rangkaian transformator IBT di GITET 500 kV yang merupakan rangkaian transformator 3 x 1 fasa dapat dilihat pada gambar 4.6. sebagai berikut :



Gambar 3.6. : Rangkaian transformator IBT (3 x 1 fasa) dengan vector group YNyn0

Konfigurasi sistem netral transformator IBT-2 sisi 150 kV sebagaimana digambarkan diatas memiliki karakteristik besarnya arus netral yang dialirkan melalui busing netral 150 kV masing-masing transformator fasa R-S-T masih berupa arus fasa. Arus netral dari masing-masing transformator fasa R-S-T baru mencapai nilai nol pada busbar konduktor yang berfungsi sebagai titik netral. Dengan demikian busing netral 150 kV dan konduktor penghubung antara busing netral dan busbar netral dapat menerima panas sebagai akibat efek arus fasa yang dilewatkannya.

3.3. Kronologis Terjadinya Gangguan

Pada tanggal 27 September 2009 pukul 08.05 WIB terjadi gangguan pada instalasi GITET 500 kV Kembangan. Instalasi yang terganggu adalah IBT-1 500/150 kV, 500 MVA pada fasa T.

Kronologis gangguan tersebut di atas kronologis sebagai berikut :

1. Pada pukul 08.05 WIB, IBT-1 trip. (fasa yang terbakar).
2. Relai pengaman yang bekerja adalah:
 - Relai diferensial,
 - Relai gangguan tanah terbatas (REF),
 - Relai Bucholz,
 - Relai oil temperature, check synchro
 - Protection aux. relay.

Tabel 3.1.: Relai yang bekerja dan indikasi saat terjadi gangguan

No.	Relai yang bekerja (annunciator)	Keterangan
1.	Relai diferensial	Proteksi elektrik untuk mendeteksi gangguan internal pada transformator
2.	Relai gangguan tanah terbatas (REF)	Proteksi elektrik untuk mendeteksi gangguan internal pada transformator khususnya short circuit fasa-tanah
3.	Relai Bucholz	Proteksi gangguan internal transformator melalui deteksi laju kenaikan tekanan gas dari dalam tangki transformator
4.	Oil temperature	Proteksi temperatur untuk mendeteksi temperatur minyak dan belitan yang sudah melewati batasan setting.
5.	Pressure relay	Proteksi tekanan untuk mendeteksi tekanan mendadak pada yang terjadi pada tangki transformator
6.	SF6 low pressure 1st dan 2nd stage	Proteksi terhadap tekanan gas SF6 pada GIL

3. Alarm yang bekerja pada papan annunciator adalah :
- SF6 low pressure 1st stage.
 - SF6 low pressure 2nd stage
 - System 1 & 2 protection operated.
 - Transformer fault alarm stage
 - Transformer fault auxiliary relay
4. Sesaat sebelum terjadi gangguan, kondisi pembebanan transformator sebagai berikut :

Tabel 3.2. Data beban sebelum terjadi gangguan

Posisi tap	Tegangan (sisi 150 kV)	Beban		
		Arus	MW	MVAR
9	152 kV	415	108	0

5. Kemudian diambil tindakan pengamanan secara listrik, sehingga ketika petugas pemadam kebakaran memadamkan api, instalasi tenaga listrik sudah bebas dari tegangan. Menurut operator, suara ledakan seluruhnya berjumlah 3 (tiga) kali.
6. Penormalan Subsistem GITET Kembangan dilakukan setelah beberapa jam padam dengan penormalan IBT-2 yang dilakukan pada pukul 19.41 WIB. Tercatat pada logsheet pada pukul 20.30 WIB IBT-2 telah dibebani sebesar 282 MW.
7. Kerusakan yang ditimbulkan oleh gangguan ini sangat parah, sehingga dipastikan IBT-1 GITET Kembangan tidak dapat dioperasikan dalam waktu dekat.

8. Dampak gangguan IBT-1 GITET Kembangan terhadap sistem tidak besar, karena pada saat terjadi gangguan, beban yang dipikul oleh IBT-1 hanya sebesar 108 MW atau 27% dari beban nominal transformator.
9. Potensi pemadaman selama IBT-1 belum beroperasi sebesar 400 MW saat beban normal.

Interbus Transformer (IBT) 500 kV dilengkapi dengan peralatan proteksi yang berlapis, baik proteksi mekanis maupun elektrik serta dilengkapi juga dengan alat perekam gangguan digital (*Disturbance fault recorder / DFR*). Dapat dikatakan bahwa jika semua proteksi berfungsi dengan baik, maka kecil kemungkinan gangguan pada transformator tidak terdeteksi.

Untuk menginvestigasi penyebab gangguan yang terjadi di IBT 500 MVA, 500/150 kV di GITET Kembangan perlu dibuat beberapa scenario/kemungkinan penyebab terjadinya gangguan tersebut.

3.4. Jenis Pembebanan Transformator Dan Kaitannya.

Beban yang melebihi rating name plate dapat diterapkan dengan empat perbedaan dengan dasar waktu-suhu (*time-temperature*). Peningkatan resiko adalah kemungkinan untuk setiap urutan pembebanan dengan disertai kenaikan suhu dan durasi. Waktu dan rentang temperatur yang sesuai diperlihatkan pada Tabel 1, temperature maksimum dalam Tabel 2.2, dan contoh beban yang turun dalam kategori-kategori ini diilustrasikan pada Gambar 2.22.

3.4.1. Expektasi Waktu Pembebanan Normal

Harapan pembebanan waktu normal adalah pembebanan yang dibolehkan melebihi rating name plate, titik panas tertinggi konduktor yang tersedia dan temperature maksimum minyak bagian atas yang diijinkan dalam IEE C57.12.00-1987 tidak terlampaui.

3.4.2. Rencana Pembebanan Melebihi Rating Nameplate

Rencana pembebanan melampaui ratingnya mengakibatkan titik panas tertinggi atau suhu minyak bagian atas melebihi suhu yang disarankan dalam Tabel 3.4 untuk ekspektasi umur pembebanan normal dan diterima oleh pengguna sebagai sesuatu yang normal, direncanakan untuk beban berulang.

Titik suhu terpanas konduktor yang disarankan dikoordinasikan dengan durasi harian ditunjukkan pada tabel 3.3. Pembebanan ini terjadi tanpa gangguan beberapa sistem dan risiko terkait.

Tabel 3.3. Coordination of suggested loading type, duration, and temperature range [7]

Type of Loading	Daily Duration in the Specified Hottest-Spot Temperature Range (hour)	Insulated** Conductor Hottest-Spot Temperature Range (°C)
Normal life expectancy loading	*	110-120
Planned loading beyond nameplate rating	4	120-130
Long-time emergency loading	4	120-130
	6	130-140
Short-time emergency loading	4	120-130
	1	130-180
	6	130-140

*Since loss-of-life is cumulative, transformers may be operated above 110 °C hottest-spot temperature (not to exceed 120 °C) for short periods provided they are operated for much longer periods at temperatures below 110 °C.

**See 2.3.5 for explanations.

Tabel 3.4.: Suggested maximum temperature limits for the four types of loading [7]

	Normal Life Expectancy Loading (°C)	Planned Loading Beyond Nameplate Rating (°C)	Long-Time Emergency Loading (°C)	Short-Time Emergency Loading (°C)
Insulated conductor hottest-spot temperature	120*	130	140	180**
Other metallic hot-spot temperature (in contact and not in contact with insulation)	140	150	160	200
Top-oil temperature	105	110	110	110

*110 °C on a continuous 24 h basis.

**Operation at insulated conductor hottest-spot temperatures above 140 °C may cause gassing in the solid insulation and oil. Gassing may produce a potential risk to the dielectric strength of the transformer. This risk should be considered when the guide is applied.

3.4.3. Pembatasan Pembebanan Maksimum

Beban maksimum dan batas waktu ditunjukkan pada Tabel 3.5.

Tabel 3.5. Suggested Design Limits for New Transformers when Loading Information Is Not Supplied [7]

Application	Maximum Load (% of Maximum Rating) (%)	Duration* (hours)	Insulated Conductor Maximum Hottest-Spot Temperature Not to Exceed (°C)
Generation step-up	110	8	140
System tie	150	1	180**
Substation	150	1	180**

*Based on prior load of 100% of rated and 30 °C ambient.

**This limit is based upon consideration of thermal aging and does not take into account the risk of insulation breakdown because of bubble formation above 140 °C. (See 2.2(1).)

Kombinasi beban lainnya, durasi, beban sebelumnya, dan suhu lingkungan dapat digunakan, jika beban maksimum dan batas titik suhu terpanas konduktor berisolasi tidak dilewati. Tap changer, bushing, penghantar, peralatan tambahan lainnya biasanya tidak akan membatasi pembebanan ke tingkat lebih rendah dari yang diberikan dalam Tabel 3.5, namun pengguna mungkin ingin menetapkan bahwa peralatan tambahan tidak membatasi pembebanan ke tingkat lebih rendah dari daya hantar arus konduktor berisolasi dan titik panas bagian metalik lainnya.

3.5. Diagnosa Kondisi Minyak Isolasi

Diagnosa kondisi minyak isolasi dilakukan dengan cara pengujian karakteristik minyak, DGA, furan dan corrosive sulfure.

3.5.1 Pengujian Karakteristik Minyak Isolasi

Untuk mengetahui kualitas isolasi minyak transformator dilakukan pengujian karakteristik antara lain : pengujian tegangan tembus minyak (Breakdown voltage), pemeriksaan penampakan warna (Appearance colour), pengujian tegangan antar permukaan (interfacial tension/IFT), pengujian kandungan air dalam minyak (water content), pengukuran nilai kenetralan (neutralization value/NN), pengujian titik nyala (flash point), dan pengukuran endapan/sediment (sludge).

Pemeliharaan minyak transformator dilakukan secara berkala dengan interval tertentu tergantung kondisi minyak tersebut. Interfal waktu untuk periode pengujian minyak isolasi ditunjukkan dalam tabel 3.6.

Tabel 3.6.: Time interval for periodical control of oil ^[8]

No.	Item test	System voltage (kV)		
		< 72,5	72,5 - 170	>170
1.	Breakdown voltage	1 year	1 year	1 year
2.	Appearance-collor	1 year	1 year	1 year
3.	Interfacial tension (IFT)	1 year	1 year	1 year
4.	Neutralization value (NN)	6 year	6 year	6 year
5.	Dissipation factor tan δ	-	1 year	1 year
6.	Water content	-	1 year	1 year
7.	Oil gas analysis	-	2 year	2 year

Note: Jika ada hal yang meragukan, maka interval akan diperpendek/dipercepat

Diperlukan pengujian yang telah dilakukan sebelum dan selama beroperasi, untuk operasi yang aman, dapat dilihat pada tabel 3.7.

Tabel 3.7.: Content and procedure of the tests. ^[8]

No.	Test to be performed	Before oil filling	Before putting in service	At maintenance and periodical control
1.	Breakdown voltage	+	+	+
2.	Appearance-collor	+	+	+
3.	Interfacial tension	-	+	+
4.	Neutralization value	-	+	+
5.	Dissipation factor tan δ	+	+	+
6.	Water content	+	+	+
7.	Oil gas analysis	-	+	+

Note: (-) no need testing; (+) must be tested

3.5.1.1. Tegangan Tembus Minyak (*Breakdown Voltage*)

Metode pengujian yang dapat dilakukan antara lain ASTM D-1816 dan ASTM D-877. Standar hasil pengujian untuk kedua metode tersebut adalah ^[4]:

Tabel 3.8.: Standar hasil pengujian kekuatan dielektrik

Metode	Tegangan system (kV)		
	< 68	69 s/d 288	≥ 345
ASTM D-1816 (1 mm)	23 kV	26 kV	26 kV
ASTM D - 877 (1 mm)	26 kV	30 kV	30 kV

Semakin tinggi nilai hasil pengujian tegangan tembus minyak, maka kekuatan isolasi minyak juga akan semakin tinggi. Tegangan tembus minyak mengalami penurunan seiring dengan bertambahnya partikel-partikel hasil oksidasi dan kandungan air dalam minyak. Dalam membuat analisa kondisi isolasi, selain hasil pengujian kekuatan dielektrik harus diperhatikan juga kandungan air dan oksigen. Kombinasi antara dua zat ini dengan energi panas akan mengakibatkan kerusakan pada isolasi kertas sebelum nilai kekuatan dielektrik di bawah standar.

3.5.1.2. Warna (*Colour*)

Kondisi relatif minyak berdasarkan warna dipresentasikan dengan nilai seperti pada tabel 3.9.

Tabel 3.9. : Kondisi relatif minyak berdasarkan warna ^[9]

Color comparator number	ASTM color	Oil condition
0.0 – 0.5	Clear	New oil
0.5 – 1.0	Pale yellow	Good oil
1.0 – 2.5	Yellow	Service-aged oil
2.5 – 4.0	Bright yellow	Margina Condition
4.0 – 5.5	Amber	Bad Condition
5.5 – 7.0	Brown	Severe condition (relaim oil)
7.0 – 8.5	Dark brown	Extreme condition (scrap oil) ^a

^a Retest to confirm reading prior to scrapping oil

3.5.1.3. Tegangan Antar Permukaan (*Interfacial Tension / IFT*)

Standar hasil pengujian IFT menggunakan metode ASTM D-971 ditunjukkan pada tabel 3.10. berikut:

Tabel 3.10.: Standar hasil pengujian IFT ^[9]

Type of oil	Voltage class (kV)	Interfacial tension (IFT) (dynes/cm, min)
New oil as received		40
New oil received in new equipment		35
New oil after filling and standing prior to energizing		35
Serviced age oil	≤ 69	24
	69 – 288	26
	> 345	30
Oil to be reconditioned or reclaimed – Group II		24
Oil to be reconditioned or reclaimed – Group III		16

Minyak harus di reklamasi ketika nilai IFT mencapai 24 dyne/cm. Pada kondisi ini, minyak sudah banyak mengandung kontaminasi hasil oksidasi dan akan terjadi pengendapan.

Tabel 3.11: Batasan nilai pengujian karakteristik IEC 60422^{14]}

Parameter uji	Kategori tegangan	Kondisi minyak			Referensi
		Baik	Wajar/cukup	Buruk	
Colour	500 kV	< 3,5		> 3,5	S.D. Myers
Neutral number/NN (mg KOH/g)	500 kV	< 0,1	0,1 – 0,15	> 0,15	IEC 60422
Interfacial tension/IFT (dynes/cm)	500 kV	> 28	22 - 28	< 28	IEC 60422

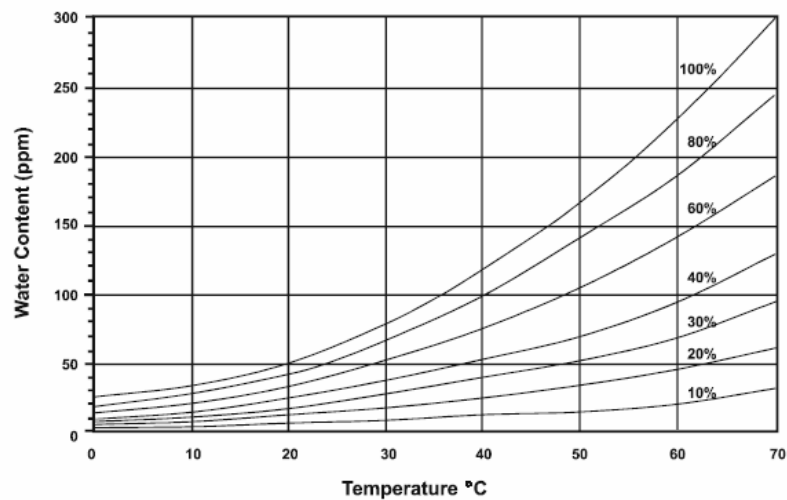
3.5.1.4. Kandungan Air Dalam Minyak (*Water Content*)

Standar hasil pengujian kandungan air dalam minyak menggunakan metode ASTM D-1533 ^[10] adalah sebagai berikut :

Tabel 3.12.: Standar hasil pengujian kandungan air dalam minyak

Kandungan Air	Tegangan system (kV)		
	< 69	69 – 288	> 345
ASTM D-1533	35%	25%	20%

Nilai diatas tidak sepenuhnya menjamin kondisi isolasi transformator. Karena kandungan air dalam minyak akan sangat berbahaya, jika mencapai 30% saturasi air dan minyak harus direklamasi. Untuk itu pada waktu pengambilan sampel minyak untuk pengujian kandungan air harus dicatat temperatur minyak transformator. Temperatur ini sangat diperlukan pada waktu melakukan analisa. Prosentase saturasi air dalam minyak dapat dilihat pada gambar 3.7. berikut ^[9]



Gambar 3.7. Prosentase saturasi air dalam minyak

Tabel 4.13: Batasan nilai pengujian kadar air berdasarkan IEC 60422 ^{14]}

Parameter uji	Kategori Tegangan	Kondisi Minyak			Referensi
		Baik	Wajar/cukup	Buruk	
Water content (ppm)	A	< 5	5 - 10	> 10	IEC 60422

Selain itu, kandungan air dalam minyak dapat digunakan untuk memperkirakan jumlah kandungan air dalam kertas. Kandungan air pada kertas terutama terkumpul pada sepertiga belitan bagian bawah dimana suhu minyak rendah. Hal ini akan memungkinkan terjadinya flashover antar belitan.

3.5.1.5 Angka Kenetralan (*Neutralization Number / NN*)

Standar hasil pengujian angka kenetralan minyak dengan metode pengujian ASTM D 974-92 adalah sebagai berikut :

Tabel 3.14.: Standar hasil uji angka keasaman ^[9]

Type of oil	Voltage class (kV)	Acid number (mg KOH/g, max)
New oil as received from refinery		0.03
Serviced aged oil – Group I	< 69	0.2
	69 – 288	0.2
	>345	0.1
Serviced aged oil – Group II		0.2
Serviced aged oil – Group III		0.5

Berdasarkan hasil pengujian IFT dengan NN, dapat dibuat analisa lebih lanjut dengan membandingkan nilai keduanya :

Tabel 3.15 : Nilai perbandingan IFT dengan NN ^[11]

Kondisi Minyak	IFT (dynes/cm)	NN (mg KOH/g)	IFT / NN
Bagus	30,0 – 45,0	0,00 – 0,10	300 – 1500
Proporsional A	27,1 – 29,9	0,05 – 0,10	271 – 600
Marginal	24,0 – 27,0	0,11 – 0,15	160 – 318
Jelek	18,0 – 23,9	0,16 – 0,40	45 – 159
Sangat jelek	14,0 – 17,9	0,41 – 0,65	22 – 44
Sangat sangat jelek	9,00 – 13,9	0,66 – 1,50	6 – 21
Rusak		> 1,51	

Dari hasil perbandingan di atas, apabila hasil pengujian IFT : 29,2 dyne/cm, NN : 0,3 dan IFT / NN : 96 maka minyak diklasifikasikan ke dalam kondisi buruk.

3.5.1.6. Titik Nyala (*Flash Point*)

Nilai standar berdasarkan metode pengujian ASTM D-92 adalah 150°C dan akan terus berkurang apabila kandungan air, oksigen, gas-gas terlarut meningkat dan ikatan rantai karbon minyak berkurang.

3.5.1.7. Endapan (*Sludge*)

Batasan-batasan nilai hasil pengujian minyak diatur dalam beberapa standar seperti IEC dan IEEE. Nilai referensi pengujian minyak sesuai IEC 60422 ditunjukkan dalam tabel 3.16. yang merupakan hasil experimental dan studi standar.

Tabel 3.16.: Nilai referensi untuk pengujian minyak ^[14]

No	Test to be performed	Unit	System Voltage (kV)		
			Um ≤ 72,5	72,5 ≤ Um ≤ 170	Um > 170
1.	Water content	ppm	≤ 20	< 15	< 10
2.	Breakdown voltage (2,5mm gap)	kV	> 40	> 50	> 60
3.	Dissipation factor tanδ (at 90°C)	%	1,5	1,5	1,0
4.	Color	-	< 2		
5.	Density (at 20°C)	g/ml	< 0,895		
6.	Viscosity-40°C	mm ² /s	< 12		
7.	Viscosity -30°C	mm ² /s	< 1800		
8.	Neutralization value	mg KOH/g	≤ 0,01		
9.	Interfacial tension	mN/m	> 35		

Tabel 3.17.: Nilai referensi untuk pengujian minyak ^[14]

Test to be performed	Unit	System Voltage (kV)			
		$U_m \leq 69$	$69 \leq U_m \leq 230$	$230 \leq U_m \leq 345$	$U_m > 345$
Water content	ppm	≤ 20	< 10	< 10	< 10
Breakdown voltage (1 mm gap)	kV	> 20	> 30	> 32	> 35
Breakdown voltage (2 mm gap)	kV	> 45	> 52	> 55	> 60
Dissipation factor $\tan\delta$ (at 25°C)	%	0,05	0,05	0,05	0,05
Dissipation factor $\tan\delta$ (at 100°C)	%	0,40	0,40	0,30	0,30
color	-	≤ 1	≤ 1	≤ 1	$\leq 0,5$
Neutralization value	mgKOH/g	$\leq 0,015$			
Interfacial tension	mN/m	> 38			

3.5.2. Pengujian Dissolve Gas Analysis (DGA)

Batasan kandungan gas dalam minyak isolasi ditunjukkan dalam tabel 3.18. berikut :

Tabel 3.18. : Batas nilai kandungan gas dalam minyak isolasi ^[12]

No.	Test to be performed	Unit	Limit values (IEEE standard)
1.	Nitrogen (N ₂)	ppm	-
2.	Oxygen (O ₂)	ppm	-
3.	Carbon dioxide (CO ₂)	ppm	2500
4.	Carbon monoxide (CO)	ppm	350
5.	Hydrogen (H ₂)	ppm	100
6.	Methane (CH ₄)	ppm	120
7.	Ethane (C ₂ H ₆)	ppm	65
8.	Ethylene (C ₂ H ₄)	ppm	50
9.	Acetylene	ppm	35
10.	Total Combustible gas	ppm	720

3.5.3. Diagnosis Transformator Menggunakan Konsentrasi Individual Gas Dan Total Dissolved Combustible Gases (TDCG) ^[12]

Akan sangat sulit untuk menentukan apakah transformator berada pada kondisi normal atau tidak bila tidak terdapat data DGA sebelumnya. Kriteria 4 level kondisi telah dikembangkan untuk mengklasifikasikan kondisi transformator saat tidak terdapatnya data DGA sebelumnya. Pengklasifikasian menggunakan konsentrasi gas secara terpisah dan jumlah total gas yang mudah terbakar.

Kondisi 1 TDCG pada level ini mengindikasikan bahwa operasi transformator memuaskan. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level harus diinvestigasi dengan cepat.

Kondisi 2 TDCG pada Kondisi ini menandakan komposisi gas sudah melebihi batas normal. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level harus diinvestigasi dengan cepat. Lakukan tindakan untuk mendapatkan trend. Gangguan mungkin akan terjadi.

Kondisi 3 TDCG pada level ini mengindikasikan pemburukan tingkat tinggi. Bila salah satu gas nilainya melebihi batasan level harus diinvestigasi dengan cepat. Lakukan tindakan untuk mendapatkan trend. Gangguan kemungkinan besar akan terjadi

Kondisi 4 TDCG pada level ini mengindikasikan Pemburukan yang sangat tinggi. Melanjutkan operasi transformator dapat mengarah pada kerusakan transformator.

Tabel 3.19. dibawah adalah daftar konsentrasi gas untuk individual gas dan TDCG untuk kondisi 1 sampai dengan 4, digunakan untuk membuat penilaian tentang kondisi gas pada transformator baru atau baru diperbaiki atau transformator yang tidak memiliki data DGA sebelumnya. Nilai nilai yang terdapat pada tabel ini adalah konsensus berdasarkan pengalaman dari banyak perusahaan. Disarankan untuk membandingkan konsentrasi individual gas maupun TDCG pada transformator lain yang sejenis berdasarkan penilaian ahli.

Tabel 3.19: Konsentrasi gas dalam minyak isolasi

Status	Batasan konsentrasi dissolved key gas (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Kondisi 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Kondisi 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Kondisi 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Kondisi 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

3.5.4. Menentukan Prosedur Operasi Dan Periode Pengujian Berdasarkan TDCG Dan Peningkatannya Dalam Minyak ^[12]

Dengan metoda ini ada dua parameter yang harus dilihat dalam menentukan tindak lanjut pada transformator yang diuji dan periode pengambilan sampel minyak, yaitu tingkat TDCG dan tingkat kenaikan TDCG/ hari.

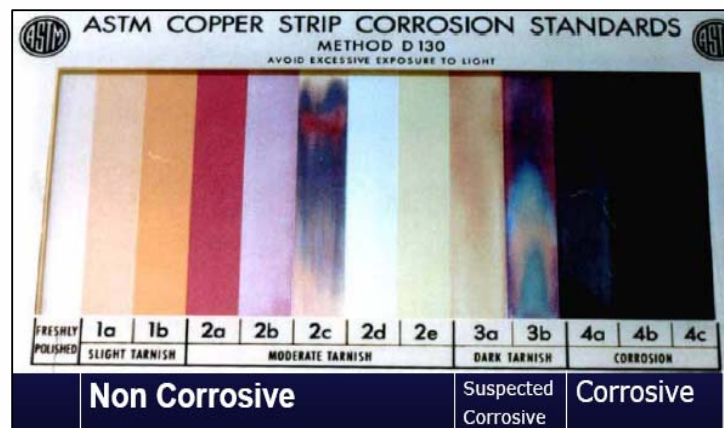
Tabel 3.19. dibawah menunjukkan periode pengambilan sampel minyak dan prosedur operasi pada tiap kondisi dan nilai TDCG. Nilai peningkatan pembentukan gas sangat menentukan, oleh karena itu jarak pengambilan sampel sangat direkomendasikan.

Tabel 3.20: Langkah berdasarkan pada TDCG

	Tingkat TDCG (ppm)	Peningkatan TDCG (ppm/day)	Periode pengambilan Sampel dan Langkah yang ditempuh dalam Kenaikan tingkat TDCG	
			Periode ambil Sampel minyak	Langkah yang dilakukan
Kondisi 4	> 4630	> 30	Harian	Keluar Dari Operasi Saran Dari Pabrik
		10 – 30	Harian	
		< 10	Mingguan	Perhatian Sangat Khusus Analisa Untuk Individual gas Plan Outage Saran Dari Pabrik
Kondisi 3	1921 - 4630	> 30	Mingguan	Perhatian sangat Khusus Analisa Untuk Individual gas Plan Outage Saran Dari Pabrik
		10 – 30	Mingguan	
		< 10	Bulanan	
Kondisi 2	721 - 1920	> 30	Bulanan	Perhatian Khusus Analisa Untuk Individual gas Tetapkan besarnya Pembebanan
		10 – 30	Bulanan	
		< 10	Empat Bulanan	
Kondisi 1	≤ 720	> 30	Bulanan	Perhatian Khusus Analisa Untuk Individual gas Tetapkan besarnya Pembebanan
		10 – 30	Empat Bulanan	
		< 10	Tahunan	

3.5.5. Pengujian Corrosive Sulfur

Metoda pengujian corrosive sulfur mengacu kepada standar ASTM D 1275 / 1275 b. Tingkatan korosif suatu minyak ditunjukkan dengan perubahan warna pada media uji berupa tembaga (Cu)^[17].



Gambar 3.8.:Tingkatan Corrosive sulfur

Jika hasil pengujian corrosive sulfur mengindikasikan minyak isolasi bersifat korosif, langkah yang harus dilakukan adalah dengan menambahkan “*passivator*” untuk menghilangkan senyawa sulfur yang bersifat korosif (Dibenzyl Disulfide - DBDS) dan secara langsung dapat menghentikan produksi copper sulfide. Dengan demikian kekuatan dielektrik dari isolasi kertas akan meningkat

3.6. Diagnosa Kondisi Kertas Isolasi

Pengujian minyak isolasi selain untuk mengetahui kondisi minyak isolasi itu sendiri, juga ada metode pengujian minyak untuk mengetahui kondisi kertas isolasi, diantaranya rasio CO/CO₂, furan dan Corrosive sulfur.

3.6.1. Rasio CO/CO₂

Jumlah gas CO₂ dan CO dalam transformator meningkat seiring dengan peningkatan suhu operasi transformator. Berdasarkan hasil pengujian DGA menurut standar IEEE C57.104, akumulasi gas CO₂ dan CO menggambarkan kondisi kertas yang dibedakan ke dalam 4 status seperti pada tabel 3.20 berikut :

Tabel 3.21.: Akumulasi gas CO₂ dan CO

	CO ₂ (ppm)	CO (ppm)
Kondisi 1	0 - 2500	0 - 350
Kondisi 2	2501 – 4.000	351 - 570
Kondisi 3	4001 – 10.000	571 – 1.400
Kondisi 4	> 10.000	> 1.400

Kondisi 1 adalah kondisi normal operasi sedangkan kondisi 4 kertas sudah mendekati kerusakan.

Apabila salah satu atau kedua gas telah mencapai kondisi 2 atau 3, maka rasio peningkatan jumlah CO₂/CO sangat membantu dalam menentukan kondisi isolasi padat. Pada transformator yang beroperasi pada beban dan suhu normal, hasil pengujian rasio pertambahan gas CO₂ akan 7 sampai 20 kali lebih besar dibanding CO. Kondisi normal ini dapat dipertimbangkan untuk ratio pertambahan mencapai 5. Apabila rasio kurang dari 5 disertai dengan pertambahan gas H₂, CH₄, C₂H₆ maka ada kemungkinan terjadi masalah di dalam transformator dan kertas mengalami penurunan kondisi yang cepat apabila rasio CO₂/CO kurang dari 3. Pada kondisi ini transformator mendekati kerusakan sehingga perlu dilakukan inspeksi internal pada isolasi kertas.

3.6.2. Furan

Dalam proses pemburukan isolasi kertas karena overheating terdapat senyawa kimia yang terlepas selain CO dan CO₂. Senyawa ini disebut sebagai gugus senyawa Furan. Senyawa yang paling penting adalah 2-Furfural (2-FAL). Dengan mengetahui kadar senyawa 2-Furfural maka dapat diketahui status kondisi isolasi kertas.

Tabel 3.22.: Furans, DP, Percent of life Used, of Paper Insulation ¹⁵⁾

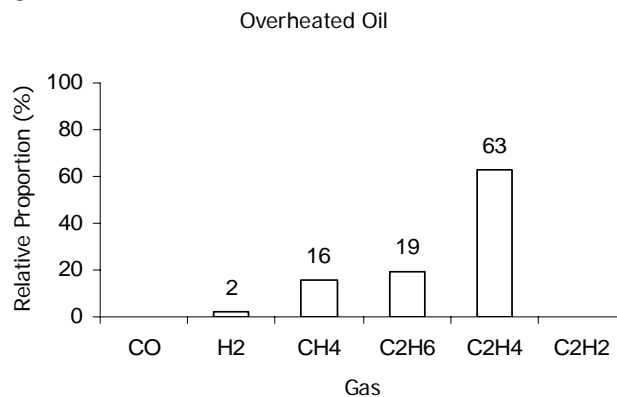
55 °C Rise Transformer 2FAL (ppb)	65 °C Rise Transformer Total Furans (ppb)	Estimated Degree of Polymerization (DP)	Estimated Percentage of Remaining Life	Interpretation
58	51	800	100	Normal Aging Rate
130	100	700	90	
292	195	600	79	
654	381	500	66	Accelerated Aging Rate
1,464	745	400	50	
1,720	852	380	46	
2,021	974	360	42	
2,374	1,113	340	38	Excessive Aging Danger Zone
2,789	1,273	320	33	
3,277	1,455	300	29	
3,851	1,664	280	24	High Risk of Failure
4,524	1,902	260	19	
5,315	2,175	240	13	End of Expected Life of Paper Insulation and of the Transformer
6,245	2,487	220	7	
7,337	2,843	200	0	

3.7. Evaluasi Tipe Gangguan Yang Mungkin Muncul Dengan Metoda Gas Kunci (Key Gases) ^[12]

Gas-gas yang dilihat pada metoda ini adalah gas-gas yang terbentuk dari proses penurunan kualitas minyak & kertas selulosa yaitu H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO. Kecuali CO dan CO₂ semua gas tersebut terbentuk dari pemburukan minyak itu sendiri sedangkan CO dan CO₂ terbentuk dari pemburukan isolasi kertas.

1. Thermal – Oil

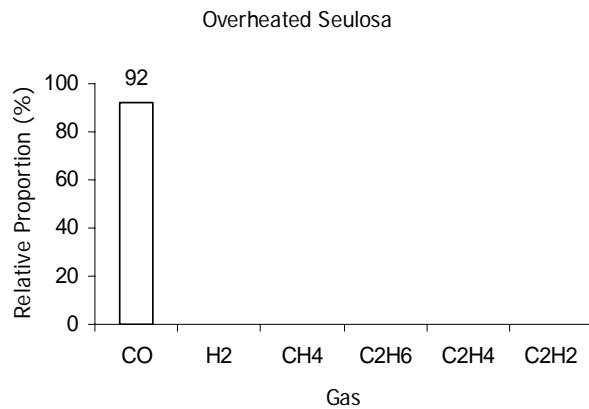
Hasil pemburukan termasuk ethylene dan methane, ditambah dengan kecilnya kehadiran hydrogen dan methane.



Gambar 3.9. : Gas yang muncul oleh *overheated oil*

2. Thermal – Cellulose

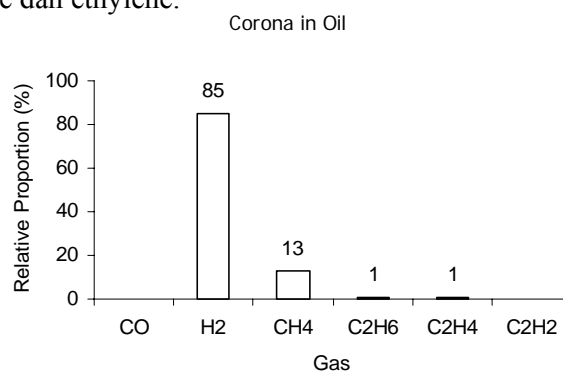
Jumlah besar dari senyawa CO dan CO₂ dibentuk dari panas berlebih pada kertas selulose.



Gambar 3.10. : Gas yang muncul oleh *overheated cellulose*

3. Electrical – Korona

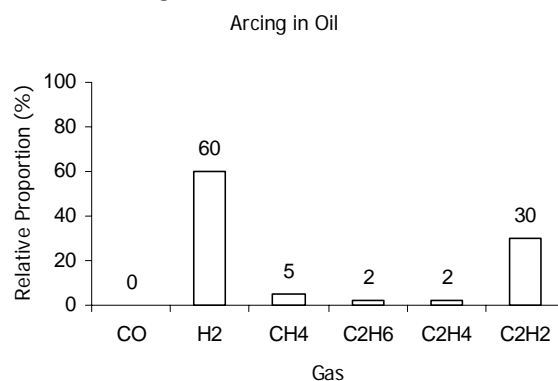
Elektrik discharge low- energy menghasilkan hydrogen dan methane, dengan jumlah kecil ethane dan ethylene.



Gambar 3.11. : Gas yang muncul oleh corona dalam minyak

4. Electrical – Arcing

Jumlah yang banyak dari hydrogen dan acetylene dengan jumlah sedikit methane dan ethylene terjadi saat arcing.



Gambar 3.12. : Gas yang muncul oleh arcing dalam minyak