

BAB IV

ANALISIS DATA

Transformator tenaga merupakan aset yang sangat penting dan krusial dalam sistem tenaga listrik karena dapat memberikan kontribusi dan investasi yang sangat besar dalam sistem utilitas. Hal tersebut berbanding lurus dengan biaya yang dibutuhkan untuk pembelian sebuah transformator apabila terjadi kerusakan. Untuk alasan tersebut, pemeliharaan transformator menjadi salah satu prioritas yang harus diperhatikan saat ini.

Penggantian transformator yang masa operasi pabriknya sudah habis (*Time-based*) bukan merupakan alternatif yang tepat untuk kebanyakan utilitas. Sistem utilitas saat ini lebih mengutamakan kehandalan (*Reability-based*) pengoperasian sistem listrik dengan mengacu pada masa operasi (*life-design*) dari peralatan listrik tersebut. Hal tersebut terbukti dengan banyaknya transformator yang masih dapat dioperasikan meskipun sudah melewati usia operasi rata-ratanya. Untuk dapat mengoperasikan peralatan listrik seperti transformator untuk jangka waktu yang lebih lama lagi tentunya membutuhkan sejumlah perawatan dan *assesment* yang bertujuan untuk menjaga kehandalan dari transformator tersebut.

Salah satu jenis pemeliharaan transformator yang diberlakukan di PT. Indonesia Power UPJP Kamojang yaitu pemeliharaan minyak trafo berdasarkan pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*). Pengujian DGA berfungsi untuk

mengindikasikan terjadinya gangguan atau bahkan kerusakan dalam transformator seperti kerusakan pada kumparan transformator atau kegagalan isolasi. Identifikasi masalah pada transformator tersebut dilakukan dengan mengukur kadar konsentrasi gas-gas terlarut yang terdapat pada minyak transformator dalam satuan *parts per milion* (ppm).

Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) juga dilatarbelakangi oleh statistik kegagalan transformator yang terjadi umumnya sebagai akibat dari kegagalan isolasi. Dalam hal ini, minyak transformator dan isolasi kertas (*selulosa*) merupakan sistem isolasi yang berperan penting dalam pengoperasian transformator. Kegagalan isolasi cair (minyak) yang terjadi dapat dianalisa dari beberapa faktor antara lain:

1) Teori Kegagalan Murni atau Elektronik

Kegagalan pada isolasi zat cair dianggap sama mekanismenya dengan kegagalan pada isolasi gas. Dalam hal ini, kegagalan isolasi cairan disebabkan oleh tegangan yang diberikan pada isolasi tersebut melampaui batas ketahanannya sehingga zat cair mengalami kerusakan atau tidak lagi berfungsi sebagai isolator.

2) Teori Kegagalan Bola Cair

Kegagalan yang disebabkan adanya ketidakstabilan dalam medan listrik seperti bola-bola air yang biasanya dipengaruhi oleh kelembaban lingkungan.

3) **Teori Kegagalan Gelembung Udara atau Kavitasi**

Kegagalan yang disebabkan adanya gelembung udara dalam zat cair dan tercampurnya materi isolasi cairan.

4) **Teori Kegagalan Ketidakmurnian Padat**

Kegagalan ini disebabkan oleh adanya zat cair yang terkontaminasi zat atau partikel padat. Hal ini menyebabkan semakin besarnya medan listrik pada zat cair. Dengan semakin besarnya medan listrik yang dihasilkan maka semakin rendah tegangan tembus zat cair tersebut.

Gangguan-gangguan internal lain juga dapat menyebabkan kegagalan isolasi transformator, antara lain: korona dan busur api (*arcing*) yang timbul pada bagian kumparan dan inti besi. Dengan alasan inilah dibutuhkan suatu pemeliharaan transformator yang bertujuan untuk memonitor kondisi transformator. Pengujian dengan DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dinilai sebagai bentuk pemeliharaan transformator yang tepat. Pengujian dengan DGA dapat digunakan sebagai langkah awal identifikasi terjadinya gangguan.

Keuntungan dari pengujian minyak transformator dengan menggunakan metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*) ialah dapat mengindikasikan gangguan internal yang terjadi dalam transformator melalui pengukuran konsentrasi gas-gas terlarut. Hampir keseluruhan gangguan yang terjadi dalam transformator berhubungan dengan kondisi thermal transformator atau terjadi pada tingkat energi yang berbeda-beda. Keberadaan energi tersebut yang mendorong dihasilkannya gas-gas terlarut dalam transformator.

Untuk gangguan thermal yang relatif lebih ringan dimana transformator masih dapat dioperasikan normal, konsentrasi gas terlarut yang dihasilkan masih rendah, namun dalam jangka waktu yang relatif lama, konsentrasi tersebut akan terakumulasi di dalam minyak transformator. Hal tersebut kemungkinan tidak saja disebabkan oleh gangguan internal semata, namun juga didorong oleh adanya pembebanan yang berbeda-beda pada transformator dalam jangka waktu yang berbeda-beda. Apabila akumulasi gas-gas tersebut semakin banyak maka akan dapat mendorong terjadinya kegagalan isolasi pada minyak transformator dimana kandungan gas terlarut yang semakin tinggi dalam minyak transformator dapat menurunkan kualitas isolasi minyak transformator sehingga semakin memperbesar terjadinya posibilitas kegagalan. Pada titik tertentu, konsentrasi terlarut yang berlebihan dalam minyak isolasi akan dapat menyebabkan saturasi. Saat saturasi terjadi, minyak tidak lagi mampu melarutkan gas-gas yang dihasilkan, pada akhirnya gas bebas yang diemisikan dapat menyebabkan kerusakan fatal pada transformator.

Pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) tidak saja berperan sebagai indikator terjadinya gangguan, namun juga dapat membantu pemeliharaan transformator secara berkala dengan cara menjaga kualitas sistem isolasi dan kehandalan transformator itu sendiri.

4.1 Pemeliharaan Transformator di PT Indonesia Power UPJP Kamojang

Pemeliharaan transformator di PT. Indonesia Power UPJP Kamojang dilakukan pada beberapa periode pemeliharaan yakni harian, 1 minggu, 2 minggu, 3 minggu, 1 bulan, 2 bulan, 3 bulan, 6 bulan, 1 tahun, 2 tahun dan periode tidak tentu. Berikut ini prosedur pemeliharaan pada masing-masing periode:

A. Periode Harian

- 1) Memeriksa adanya kebocoran minyak dan suara-suara yang tidak normal
- 2) Memeriksa tinggi tangki minyak pada indikator tangki konservator dan bushing
- 3) Memeriksa alat pernafasan transformator
- 4) Kondisi bushing seperti adanya keretakan, pecah, kotor
- 5) Memeriksa warna dan bentuk silica gel dalam tabung
- 6) Memeriksa kondisi sakelar sumber arus searah (DC) dan sekering
- 7) Memeriksa tekanan gas dalam tangki

B. Periode 1 Minggu

Pada periode pemeliharaan satu minggu prosedur pemeliharaan yang dilakukan yakni meliputi memeriksa kondisi diafragma transformator dan tekanan air dalam tangki pemadam, botol-botol CO_2 , BCF dan sistem alarmnya.

C. Periode 1 Bulan

- 1) Memeriksa hasil pengitung jumlah kerja (counter) tap changer

- 2) Memeriksa silica gel, minyak pengendap, tabung kaca dan paking bila perlu diganti
- 3) Melumasi bagian mekanik dari tap changer
- 4) Memeriksa dan membersihkan titik-titik kontaktor dengan contact cleaner
- 5) Memeriksa kondisi baut

D. Periode 6 Bulan

- 1) Memeriksa kekuatan dielektrik dari isolasi minyak dalam tangki
- 2) Membersihkan dan memeriksa bushing kalau terdapat kebocoran pada paking dan menambahkan minyak bila diperlukan
- 3) Memeriksa bantalan motor dan pelumasnya serta baut
- 4) Memeriksa tahanan isolasi dengan megger antara belitan-belitan dan antara belitan ke tanah
- 5) Menguji peralatan proteksi, rele, arrester, spark gap, sumber arus searah (DC) dan pengawatannya
- 6) Memeriksa tinggi minyak trafo dan menambahkannya bila diperlukan
- 7) Memeriksa botol-botol CO_2 , BCF dan jenis gas pemadam yang lain

E. Periode 1 Tahun

- 1) Memeriksa kondisi pondasi apakah ada retakan maupun perubahan kedudukan
- 2) Memeriksa kondisi penahan roda apakah masih tetap kokoh pada tempatnya
- 3) Memeriksa kondisi isolasi antara tangki terhadap tanah

- 4) Membersihkan kotoran dan minyak yang melekat pada pipa minyak
- 5) Memeriksa katup pembuangan
- 6) Membersihkan kaca indikator
- 7) Memeriksa kondisi alat pernafasan dan ventilasi
- 8) Memeriksa dan memperbaiki silica gel serta diafragma
- 9) Memeriksa dan mengkalibrasi ulang temperatur indikator dan rele
- 10) Memeriksa dan membersihkan kontak-kontak rele dan penggerak mekaniknya
- 11) Membersihkan porselen (bushing) dengan air atau carbon tetrachloride
- 12) Memeriksa dan mengencangkan baut pada bushing dan penghubung terminal ke rel
- 13) Memeriksa tahanan isolasi dan pengawatan pada CT bushing
- 14) Memeriksa dan mengeraskan hubungan antar terminal termasuk tap alat potensial ke dalam bushing
- 15) Memeriksa keadaan kontak perlengkapan limit switch tap changer dan memperbaiki bila terjadi hangus/korosi dengan menggunakan contact cleaner
- 16) Memeriksa pencatatan oleh conter tap changer
- 17) Memeriksa tahanan isolasi dengan megger antara belitan-belitan dan antara belitan ke tanah
- 18) Mengambil sampel minyak transformator dan menguji di laboratorium

Memeriksa kondisi semua pengawatan saklar, pengaman lebur dari sumber tenaga, control dan alarmnya

4.2 Pengujian Transformator dengan Metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Pengujian minyak transformator dengan menggunakan metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*) dilakukan pada transformator unit T32 dan unit T31. Dihasilkannya gas-gas terlarut dalam minyak transformator sangat berkaitan erat dengan gangguan thermal yang dialami oleh transformator. Gas-gas terlarut terbentuk sebagai akibat dari minyak transformator yang dikenai energi panas yang relatif tinggi sehingga molekul-molekul minyak transformator mengalami dekomposisi atau penguraian yang menghasilkan senyawa karbon yang baru dalam bentuk gas terlarut.

Sementara itu, keberadaan karbon monoksida (CO) dan Karbon Dioksida (CO₂) berkaitan dengan gangguan thermal yang menyebabkan dekomposisi pada kertas isolasi pada transformator yang memiliki bahan dasar selulosa (senyawa karbon).

Rekapitulasi pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) pada transformator unit T32 dapat dijelaskan melalui tabel berikut:

Tabel 4.1 Hasil Pengujian DGA pada Transformator T32

| GAS | | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL |
|-----------------|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|-----------|------------|
| | | 14/11/2011 | 20/12/2012 | 03/07/2013 | 16/12/2013 | 20/3/2014 | 27/03/2014 |
| | | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM |
| Hydrogen | H ₂ | 10 | 12 | 19 | 13 | 14 | 5 |
| Methane | CH ₄ | 3 | 2 | 1 | 4 | 1 | 1 |
| Carbon Monoxide | CO | 73 | 65 | 101 | 49 | 41 | 23 |
| Carbon Dioxide | CO ₂ | 2180 | 2312 | 2935 | 2195 | 2024 | 195 |
| Ethylene | C ₂ H ₄ | 5 | 4 | 5 | 3 | 3 | 1 |
| Ethane | C ₂ H ₆ | 5 | 4 | 3 | 1 | 3 | 4 |
| Acetylene | C ₂ H ₂ | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| | TDC G | 48 | 87 | 128 | 70 | 62 | 35 |
| | H ₂ O | 20 | 19 | 27 | 19 | 21 | 28 |

Tabel 4.1 Hasil Pengamatan DGA pada Transformator T32

| GAS | | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL |
|-----------------|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | 24/07/2014 | 06/11/2014 | 22/01/2015 | 07/04/2015 | 02/11/2015 | 28/07/2016 |
| | | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM |
| Hydrogen | H ₂ | 18 | 15 | 18 | 17 | 15 | 9 |
| Methane | CH ₄ | 1 | 2 | 2 | 2 | 3 | 2 |
| Carbon Monoxide | CO | 65 | 62 | 94 | 33 | 66 | 95 |
| Carbon Dioxide | CO ₂ | 1177 | 1444 | 1918 | 1464 | 2286 | 3070 |
| Ethylene | C ₂ H ₄ | 5 | 4 | 3 | 4 | 1 | 6 |
| Ethane | C ₂ H ₆ | 2 | 5 | 5 | 6 | 6 | 5 |
| Acetylene | C ₂ H ₂ | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | TDCG | 90 | 88 | 122 | 61 | 90 | 118 |
| | H ₂ O | 22 | 25 | 25 | 26 | 30 | 23 |

Sebagai perbandingan nilai uji pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) ditunjukkan pada klasifikasi minyak isolasi seperti pada tabel 4.2 :

Tabel 4.2 Klasifikasi Minyak Isolasi

| Gas(ppm)\Kondisi | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------------|-------|-----------|------------|--------|
| H ₂ | <100 | 101-700 | 701-1800 | >1800 |
| CH ₄ | <120 | 121-400 | 401-1000 | >1000 |
| CO | <350 | 351-570 | 571-1400 | >1400 |
| CO ₂ | <2500 | 2500-4000 | 4001-10000 | >10000 |
| C ₂ H ₄ | <50 | 51-100 | 101-200 | >200 |
| C ₂ H ₆ | <65 | 66-100 | 101-150 | >150 |
| C ₂ H ₂ | 1 | 1 – 9 | 10 – 35 | >35 |
| TDCG | <720 | 721-1920 | 1921-4630 | >4630 |

Pengujian dilakukan dengan satu cara yaitu pengujian internal secara *online*. Rekapitulasi hasil pengujian didapatkan dari duabelas kali pengujian selama kurun waktu lima tahun (November 2011 – Juli 2016). Pengujian pertama merupakan pengujian yang dilakukan sesaat setelah penyaringan minyak transformator. Dari tabel perolehan data hasil pengujian dapat dilihat bahwa dari duabelas kali pengujian gas CO dan gas CO₂ merupakan gas yang mendominasi di antara gas individual lainnya.

Sementara itu, gas individual lain seperti metana, etana dan etilen memiliki konsentrasi yang jauh lebih rendah dibanding dengan batas normalnya. Tidak ada ditemukan kandungan gas yang Asetilen pada transformator, sehingga dapat dianalisa bahwa dihasilkannya gas-gas terlarut seperti CH_4 , C_2H_6 dan C_2H_4 murni disebabkan oleh gangguan thermal ringan dimana nilai konsentrasi ketiga gas tersebut pada setiap pengujian masih jauh berada dibawah batas normal. Tidak adanya asetilen menunjukkan bahwa tidak ada gangguan elektris yang terjadi pada transformator sejauh ini seperti busur api, korona (*high-level discharge*) atau gangguan thermal dengan temperatur tinggi.

Hal yang ditunjukkan dari nilai H_2 yang terdapat dalam minyak transformator. Konsentrasi hidrogen masih berada di bawah batas normal, mengindikasikan bahwa jenis gangguan yang terjadi masih sebatas gangguan thermal ringan yang menyebabkan dekomposisi minyak dan *discharge* energi rendah (*low level*). Dengan mengacu pada rasio gas yang dikeluarkan oleh IEC pada tabel, maka didapatkan rasio CH_4/H_2 dan $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ berturut berkisar antara 0.1 – 0.6 dan 0.2 – 3 juga mengindikasikan terjadinya *discharge* tingkat energi rendah dan sedang beserta gangguan thermal ringan.

Begitupula dengan nilai TDCG (*Total Dissolved Combustible Gas*) pada pengujian kelima telah mendekati batas normal (Kondisi 1). Secara umum, apabila dilihat dari nilai TDCG, maka dapat disimpulkan bahwa transformator masih dapat beroperasi secara normal, akan tetapi diperlukan pemeriksaan dan pengujian dalam rentang waktu yang dekat.

Secara keseluruhan, kesimpulan yang bisa ditarik untuk menginteprestasikan kondisi transformator berdasarkan keduabelas pengujian minyak dengan metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*) ialah terjadinya dekomposisi akibat deteriorasi (*pemburukan*) pada bagian isolasi kertas. Hal tersebut nampak jelas dari laju produksi gas CO dan CO₂ yang relatif tinggi. Sementara itu, data-data gas individual lainnya belum cukup mengindikasikan terjadinya gangguan thermal yang serius.

Tabel 4.3 Hasil Pengujian DGA pada Transformator T31

| GAS | | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL |
|-----------------|-------------------------------|------------|------------|----------|------------|-----------|-----------|
| | | 27/11/2012 | 11/12/2012 | 3/7/2013 | 16/12/2013 | 20/3/2014 | 24/7/2014 |
| | | PDM | PDM | PDM | PDM | ON FILTER | PDM |
| Hydrogen | H ₂ | 32 | 32 | 45 | 34 | 5 | 48 |
| Methane | CH ₄ | 5 | 1 | 6 | 5 | 2 | 6 |
| Carbon Monoxide | CO | 243 | 243 | 511 | 379 | 4 | 336 |
| Carbon Dioxide | CO ₂ | 2405 | 2300 | 5944 | 6188 | 64 | 3406 |
| Ethylene | C ₂ H ₄ | 1 | 6 | 1 | 7 | 1 | 1 |
| Ethane | C ₂ H ₆ | 8 | 10 | 10 | 8 | 1 | 6 |
| Acetylene | C ₂ H ₂ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | TDCG | 288 | 291 | 574 | 432 | 14 | 397 |
| | H ₂ O | 40 | 38 | 28 | 19 | 20 | 27 |

Tabel 4.3 Hasil Pengujian DGA pada Transformator T31

| GAS | | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL | INTERNAL |
|-----------------|-------------------------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|-----------|
| | | 25/09/2014 | 6/11/2014 | 7/11/2014 | 12/11/2014 | 22/01/2015 | 07/4/2015 |
| | | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM | PDM |
| Hydrogen | H ₂ | 54 | 90 | 33 | 42 | 44 | 49 |
| Methane | CH ₄ | 7 | 13 | 11 | 7 | 10 | 9 |
| Carbon Monoxide | CO | 462 | 525 | 348 | 500 | 551 | 548 |
| Carbon Dioxide | CO ₂ | 4460 | 5588 | 4257 | 5384 | 6744 | 7476 |
| Ethylene | C ₂ H ₄ | 1 | 2 | 1 | 1 | 2 | 5 |
| Ethane | C ₂ H ₆ | 5 | 7 | 69 | 8 | 7 | 8 |
| Acetylene | C ₂ H ₂ | 0 | 21,6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | TDCG | 528 | 659 | 461 | 557 | 613 | 548 |
| | H ₂ O | 28 | 26 | 35 | 33 | 28 | 29 |

Sebagai perbandingan nilai uji pengujian DGA (*Dissolved Gas Analysis*) ditunjukkan pada klasifikasi minyak isolasi seperti pada tabel 4.4 :

Tabel 4.4 Klasifikasi Minyak Isolasi

| Gas(ppm)\Kondisi | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------------|-------|-----------|------------|--------|
| H ₂ | <100 | 101-700 | 701-1800 | >1800 |
| CH ₄ | <120 | 121-400 | 401-1000 | >1000 |
| CO | <350 | 351-570 | 571-1400 | >1400 |
| CO ₂ | <2500 | 2500-4000 | 4001-10000 | >10000 |
| C ₂ H ₄ | <50 | 51-100 | 101-200 | >200 |
| C ₂ H ₆ | <65 | 66-100 | 101-150 | >150 |
| C ₂ H ₂ | 1 | 1 – 9 | 10 – 35 | >35 |
| TDCG | <720 | 721-1920 | 1921-4630 | >4630 |

Hasil pengujian minyak transformator dengan metode DGA (*Dissolved Gas Analysis*) pada transformator unit T31 menunjukkan angka yang begitu signifikan dibandingkan dengan hasil pengujian pada transformator unit T32 sebelumnya. Konsentrasi gas CO₂ dan CO lebih tinggi dibanding dengan gas-gas individual lainnya. Namun dapat dilihat bahwa dibandingkan dengan konsentrasi gas karbon pada pengujian unit T32, laju peningkatan CO dan CO₂ pada minyak transformator unit T31 lebih tinggi untuk rentang waktu pengujian yang sama.

Sementara itu, konsentrasi gas-gas terlarut seperti metana, etana dan etilen juga terbilang tinggi dan masih jauh di bawah batas kondisi 1 pada tabel. Rasio CH_4/H_2 dan $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ menunjukkan angka yang tidak begitu signifikan. Berdasarkan rasio gas yang ada pada tabel, rasio gas Metana/Hidrogen dan Etilen/Etana mengindikasikan jenis gangguan yang terjadi antara lain: *Partial discharge* dan *discharge* pada tingkat energi yang tinggi.

Hasil pengujian menunjukkan tidak ditemukannya gas Asetilen dalam minyak. Hal tersebut mengindikasikan tidak adanya gangguan serius yang terjadi pada transformator seperti korona dan busur api. Indikasi tersebut didukung oleh nilai TDCG dalam minyak transformator yang masih dalam batas normal berdasarkan batasan kondisi tabel.

Namun, berbeda dengan pengujian pada transformator unit T32, kadar CO dan CO_2 yang relatif tinggi menunjukkan bahwa terjadi deteriorasi pada isolasi kertas transformator dengan penyebab utama yang paling mungkin yaitu adanya gangguan thermal.

Dengan membandingkan hasil pengujian pada kedua transformator, dapat dilihat dengan jelas bahwa rata-rata gas terlarut yang dihasilkan pada minyak transformator T32 relatif lebih rendah dibanding dengan hasil pengujian pada unit T31. Selain itu, laju peningkatan gas CO dan CO_2 mengindikasikan tingkat deteriorasi isolasi kertas (selulosa) yang lebih tinggi terjadi pada transformator unit T31. Hal tersebut mungkin disebabkan oleh intensitas gangguan yang terjadi pada kedua transformator berbeda-beda. Pada dasarnya gangguan yang terjadi baik thermal maupun elektrik dapat saja menyebabkan laju penuaan (*aging*) yang

lebih tinggi pada isolasi kertas. Dengan semakin tingginya laju penuaan pada isolasi kertas, juga dapat mendorong kelajuan dekomposisi yang lebih tinggi lagi. Dalam waktu yang lama, hal tersebut dapat terjadi secara berkeselimbangan dan pada akhirnya dapat menyebabkan kegagalan isolasi.

4.3 Analisis Kandungan Air dalam Minyak Transformator

Pada kedua transformator, pengujian dengan DGA (*Dissolved Gas Analysis*) menunjukkan konsentrasi air dalam minyak transformator mengalami fluktuasi atau perubahan yang tidak stabil. Tidak seperti gas terlarut lain yang mengalami akumulasi terhadap waktu, kandungan air justru tidak menentu di dalam minyak. Kandungan air di dalam minyak dapat berasal dari dua sumber, yaitu dari luar transformator (*Atmosphere*) dan dihasilkan dari dekomposisi isolasi kertas (selulosa) transformator. Air yang berasal dari luar transformator kemungkinan terkontaminasi dalam minyak transformator sebagai akibat dari terjadinya kebocoran pada bagian gasket transformator atau bagian *dehydrating breather* konservator dimana *silica gel* mengalami kerusakan atau kurang merekat sehingga terdapat celah yang memungkinkan udara dengan uap air masuk ke dalam sistem sirkulasi pendingin.

Sementara itu, air dalam minyak transformator juga dapat disebabkan oleh dekomposisi minyak transformator yang kemudian mengalami oksidasi yang menyebabkan dihasilkannya asam dan air. Untuk mengetahui lebih lanjut mengenai sumber air yang berasal dari oksidasi senyawa karbon, pengukuran *Neutralization Number* atau pengujian keasaman perlu dilakukan. Selain itu,, air

juga dihasilkan dari dekomposisi senyawa karbon yang dikandung oleh selulosa isolasi kertas dimana formula molekuler untuk selulosa yaitu $[C_{12}H_{14}O_4(OH)_6]_n$ yang merupakan senyawa polimer (karbon).

Dekomposisi senyawa selulosa dapat disebabkan oleh gangguan thermal seperti kenaikan temperatur akibat terjadinya pembebanan berlebih (*overloading*) dan pemanasan berlebih (*overheating*) atau korona dan busur api. Sebelumnya, melalui hasil pengujian dan perkiraan rasio gas-gas terlarut, maka gangguan yang paling mungkin terjadi pada transformator T32 dan T31 merupakan gangguan thermal dan *low-level discharge*. Dekomposisi selulosa akibat gangguan thermal disebut Pirolisis yang menghasilkan gas CO dan CO₂.

Keberadaan air dalam minyak transformator dapat menurunkan kualitas minyak transformator, selain menurunkan nilai tegangan tembus, air juga menyebabkan semakin besarnya kecenderungan oksidasi minyak transformator. Sementara itu, pengaruh kandungan air terhadap selulosa isolasi kertas akan mempercepat proses dekomposisi dan deteriorisasi. Keberadaan air dalam minyak transformator akan menyebabkan semakin mudahnya pirolisis selulosa terjadi dan semakin banyak pula air yang dilepaskan melalui proses dekomposisi tersebut. Dari hasil pengujian T32 dapat dilihat bahwa secara umum, konsentrasi gas CO dan CO₂ yang dihasilkan berbanding lurus dengan peningkatan kandungan air dan gelas karbon, maka pengujian DGA semata tidak cukup untuk menginterpretasikan kondisi sebenarnya. Dibutuhkan kombinasi dengan pengujian lain untuk benar-benar mengetahui bagaimana pengaruh air terhadap proses penggerusan isolasi kertas.

