



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS GAS MUDAH BAKAR TERLARUT PADA MINYAK
TRANSFORMATOR BERDASARKAN FAKTOR
PEMBEBANAN DAN BEBAN HARMONIK DENGAN METODA *ROGER
RATIO***

SKRIPSI

BUDI LUKMAN EFENDI
0806365513

**FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
KEKHUSUSAN ELEKTRO
DEPOK
JANUARI 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : BUDI LUKMAN EFENDI

NPM : 0806365513

Tanda Tangan : 

Tanggal : 06 Januari 2011

HALAMAN PENGESAHAN

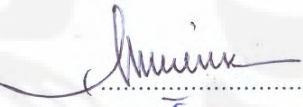
Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Budi Lukman Efendi
NPM : 0806365513
Program Studi : Teknik Elektro
Judul Skripsi : Analisis gas mudah bakar terlarut pada minyak transformator berdasarkan faktor Pembebanan dan beban harmonik dengan metoda *Roger Ratio*

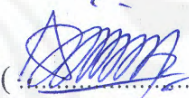
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

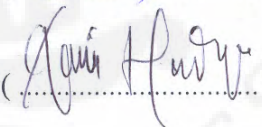
Pembimbing : Ir. Amien Rahardjo, MT.

()

Penguji : Aji Nur Widiyanto, ST., MT

()

Penguji : Chirul Hudaya, ST.,Msc

()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 06 Januari 2011

UCAPAN TERIMAKASIH

Skripsi ini dapat diselesaikan atas bantuan banyak pihak. Untuk itu pada kesempatan ini saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Allah SWT, atas segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penyusunan skripsi ini dapat diselesaikan tepat waktu.
2. Kedua orang tua yang memberikan semangat dan dukungannya baik moril maupun materil.
3. Ir. Amien Rahardjo, MT selaku dosen pembimbing, yang telah meluangkan waktunya untuk meberikan pengarahan dan bimbingan demi terselesaikannya skripsi ini.
4. Sdr. Angga Mochtar yang telah membantu dalam proses pencarian data.
5. Semua pihak yang telah mendukung terselesaikannya skripsi ini.

Depok, 06 Januari 2011

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Budi Lukman Efendi

NPM : 08063655132

Program Studi : Teknik Elektro

Departemen : Elektro

Fakultas : Teknik

Jenis karya : Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**” ANALISIS GAS MUDAH BAKAR TERLARUT PADA MINYAK
TRANSFORMATOR BERDASARKAN FAKTOR PEMBEBANAN DAN
BEBAN HARMONIK DENGAN METODA *ROGER RATIO*”**

berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 06 Januari 2011

Yang menyatakan

(Budi Lukman Efendi)

ABSTRAK

Nama : Budi Lukman Efendi
Program Studi : Teknik Elektro
Judul : Analisis gas mudah bakar terlarut pada minyak transformator berdasarkan faktor Pembebanan dan beban harmonik dengan metoda *Roger Ratio*

Dalam keadaan beroperasi normal, biasanya transformator akan menimbulkan gas-gas yang disebabkan oleh penuaan dan faktor pemakain transformator, seperti besarnya pembebanan dan jenis beban . Dari sudut pandang pengoperasian, hal ini penting untuk dideteksi dan diketahui penyebab dari gas-gas tersebut serta mengevaluasi akibatnya terhadap operasi transformator dan untuk menentukan tindakan-tindakan yang harus dilakukan, misalnya dilakukan perawatan atau meningkatkan tingkat pengawasan. Dalam menganalisis suatu transformator, diperlukan suatu cara untuk mempermudah dalam menganalisis. Salah satu cara yang digunakan adalah melakukan pengetesan kadar gas terlarut dalam minyak transformator secara berkala sesuai dengan ketentuan pada IEEE C57.104 1991. Dari hasil analisis diperoleh nilai TDCG untuk beban 70 % adalah 1628 ppm dan untuk beban yang bersifat harmonik adalah 1211 ppm. Sedangkan untuk pembebanan 55% adalah 628 ppm dan untuk jenis beban yang bersifat harmonik rendah adalah 319 ppm. Nilai Standar suatu transformator dikatakan baik apabila nilai *Total Dissolved Combustible Gases (TCG)* maksimum 720 ppm.

Kata Kunci : Minyak Transformator, Gas Terlarut, *Total Dissolved Combustible Gases (TCG)*

ABSTRACT

Name : Budi Lukman Efendi
Study Program : Electro
Title : Dissolved Gas Analysis Transformers based on Loading Factor and Harmonic Loading with *Roger Ratio* Methode

During the normal operation, a transformers usually generate gases as a result of aging and usage factor such us size and characteristic of load. From the opeRational point of view, it is important to detect and recognize the gases, and to evaluate the impact on the opeRation ot the transformer, as well as to take appropriate action, such as removing from service, or Increasing monitoring frequency. In analyzing a transformer, we need a tool to simplify the analysis. One way is often used is test ing the levels of gas dissolved in transformer oil periodically in accordance with the provisions of the IEEE C57.104 1991. The result of analysis, the value of TDCG for 70% loading factor is 1628 ppm and for harmonic loading is 1211 ppm. While the value of TDCG for 55% loading factor is 628 ppm and for non harmonic loading is 319 ppm. Where is a good transformer if the total value of Dissolved Combustible Gases (TCG), a maximum of 720 ppm.

Keyword : Oil Transformer, Dissolved Gases, Total Dissolved Combustible Gas (TDCG)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
UCAPAN TERIMAKASIH.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penulisan.....	1
1.3 Batasan Masalah.....	1
1.4 Metodologi Pembahasan.....	2
1.5 Sistematika Pembahasan.....	2
BAB II DASAR TEORI	
2.1 TRANSFORMATOR.....	3
2.1.1 Bagian-bagian Transformator.....	3
2.1.2 Isolasi Minyak Transformator.....	11
2.1.3 Sifat-sifat yang harus dimiliki pada minyak transformator...12	
2.2 PENGUJIAN MINYAK TRANSFORMATOR.....	14
2.2.1 Pengujian Tegangan Tembus.....	14
2.2.2 Test Keasaman (<i>Acidity Test</i>).....	16
2.3 ANALISIS GAS TERLARUT/ <i>DISSOLVE GAS</i> <i>ANALYSIS (DGA)</i>	16

2.3.1 Proses terbentuknya gas dalam transformator.....	17
2.3.2 Sistem Sampling Dan Gas Analisis	20
2.3.3 Ekstraksi Gas dari Minyak	21
2.3.4 Analisis Gas Untuk Evaluasi.....	22
2.3.5 <i>Total Combustible Gases (TCG)</i>	22
2.3.6 Metoda <i>Rogers Ratio</i>	25
2.3.7 Metoda <i>Duval Triangel</i>	27
2.4 PEMURNIAN MINYAK TRANSFORMATOR.....	28
2.4.1 Mendidihkan (<i>boiling</i>).....	28
2.4.2 Alat Sentrifugal (<i>Centrifuge reclaiming</i>).....	29
2.4.3 Penyaringan (<i>Filtering</i>).....	29
2.4.4 Regenerasi (<i>ReGeneration</i>).....	29
BAB III DATA	
3.1 Metoda Pengolahan Data.....	31
3.2 Pembebanan trasformator 70%.....	32
3.3 Pembebanan transformator 55%.....	33
3.4 Pembebanan transformator dengan jenis beban harmonik.....	34
BAB IV ANALISIS DAN PERHITUNGAN	
4.1 Pembebanan trasformator 70%	36
4.2 Pembebanan transformator 55%.....	39
4.3 Pembebanan transformator dengan jenis beban harmonik.....	41
BAB V KESIMPULAN.....	48
DAFTAR REFERENSI.....	49
LAMPIRAN.....	50

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Elektroda datar / pelat untuk pengujian isolator minyak.....	14
Gambar 2.2 Elektroda setengah bola untuk pengujian isolator minyak.....	15
Gambar 2.3 Unit ekstraksi gas dari minyak isolasi.....	21
Gambar 2.4 System kromatografo gas.....	22
Gambar 2.5 Daerah-daerah jenis kerusakan transformator dengan metoda <i>Duval Triangel</i>	27

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kelas viskositas minyak transformator.....	13
Tabel 2.2. Tegangan tembus minimum transformator.....	15
Tabel 2.3 Batasan-batasan keadaan transformator berdasarkan IEEE C57.104.....	23
Tabel 2.4 Kondisi-kondisi transformator, interval sampling dan tindak lanjutnya.....	24
Tabel 2.5 Kode-kode <i>Roger Ratio</i>	25
Tabel 2.6 Jenis-jenis kerusakan transformator berdasarkan Metoda <i>Roger Ratio</i>	26
Tabel 2.7 Batas dan laju kenaikan gas perbulan.....	27
Tabel 3.1 Data Pembebanan transformator 70%.....	32
Tabel 3.2 Data Pembebanan transformator 55%.....	33
Table 3.3 Data Pembebanan transformator dengan jenis beban harmonik Dengan TDD : 15 %.....	34
Table 3.3 Data Pembebanan transformator dengan jenis beban harmonik dengan TDD : 3%.....	35
Tabel 4.1 <i>Roger Ratio Code</i> beban 70%.....	37
Tabel 4.2 <i>Roger Ratio Code</i> beban beban harmonik.....	43
Tabel 4.3 Perbandingan nilai TDCG transformator.....	47
Tabel 4.4 Indikasi-indikasi kerusakan transformator.....	47



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Transformator merupakan peralatan utama dalam suatu sistem tenaga listrik. Mengingat akan pentingnya fungsi transformator tersebut maka perlu dipastikan keadaannya agar selalu dalam keadaan baik sehingga tidak terjadi masalah yang akan menyebabkan terganggunya operasional transformator tersebut. Oleh karena itu perlu dilakukan monitoring untuk mengetahui kondisi transformator tersebut.

Seperti yang kita ketahui umur transformator ditentukan oleh kualitas isolasi didalamnya. Untuk transformator-transformator yang berukuran besar biasanya menggunakan isolasi dalam bentuk cair (minyak). Isolasi ini berfungsi untuk memisahkan bagian-bagian yang mempunyai beda tegangan agar supaya diantara bagian-bagian tersebut tidak terjadi lompatan listrik (*flash-over*) atau percikan (*spark-over*). Kegagalan isolasi pada peralatan tegangan tinggi yang terjadi pada saat peralatan sedang beroperasi bisa menyebabkan kerusakan alat sehingga kontinuitas sistem menjadi terganggu. Dari beberapa kasus yang terjadi menunjukkan bahwa kegagalan isolasi ini berkaitan dengan adanya *partial discharge*, *arching* dan *thermal degradation*. Kejadian-kejadian seperti ini dapat kita pantau dengan cara melakukan pengetesan minyak isolasi transformator secara berkala sesuai dengan tingkat keparahan.

1.2 Tujuan Penulisan

Adapun tujuan dari penulisan ini adalah untuk mengetahui pengaruh-pengaruh dari jenis beban transformator dan pembebanan transformator terhadap penurunan kualitas minyak isolasi transformator serta mengetahui jadwal pengujian minyak transformator.

1.3 Batasan Masalah

Untuk membatasi agar pembahasan terarah maka penulis membatasi penulisan ini hanya membahas pengaruh jenis beban transformator dan

pembebanan transformator terhadap penurunan kualitas minyak isolasi transformator serta mengetahui jadwal pengujian minyak transformator.

1.4 Metodologi Pembahasan

Pada pembahasan ini penulis menerapkan metoda pembahasan sebagai berikut

1. Studi literatur

Studi literatur yang dilakukan yaitu mencari literatur yang berhubungan dengan pembahasan, seperti pencarian buku-pustaka yang berkaitan dengan pembahasan.

2. Pencarian data

Pada proses ini penyusun mencari data-data yang diperlukan yang sesuai yang mendukung dari tujuan penulisan.

3. Analisis dan perhitungan

Pada proses ini penyusun menganalisis dan menghitung data-data yang diperoleh sehingga didapatkan hasil yang diinginkan yang sesuai dengan tujuan penulisan.

1.5 Sistematika Pembahasan

Penulisan skripsi ini terbagi keadalam beberapa bab, yang terdiri atas bab 1 Pendahuluan, yang berisikan pendahuluan yang terdiri dari latar belakang masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, metodologi pembahasan, dan sistematika pembahasan. Bab 2 Dasar Teori, yang berisikan landasan teori yang berkaitan dengan bahasan yang akan dibuat. Bab 3 Pengumpulan Data, yang berisikan data-data yang diperoleh dari survey lapangan yang mendukung dan sesuai yang nantinya akan dianalisis. Bab 4 Analisis data dan Perhitungan, yang berisikan tentang analisis pengaruh faktor pembebanan transformator dan jenis beban transformator terhadap minyak transformator. Bab 5 kesimpulan, berisikan tentang kesimpulan dari hasil pembahasan.

BAB II

DASAR TEORI

2.1 TRANSFORMATOR [4]

Transformator adalah suatu peralatan listrik yang termasuk dalam klasifikasi mesin listrik statis dan berfungsi untuk menyalurkan tenaga/daya listrik dari tegangan tinggi ke tegangan rendah atau sebaliknya, dengan frekuensi sama. Transformator memiliki beberapa komponen antara lain:

2.1.1 Bagian-bagian Transformator

1. Inti Besi

Inti besi berfungsi untuk mempermudah jalan fluksi, magnetik yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melalui kumparan. Dibuat dari lempengan-lempengan besi tipis yang berisolasi, untuk mengurangi panas (sebagai rugi-rugi besi) yang ditimbulkan oleh arus Eddy (*Eddy Current*).

2. Kumparan transformator

Kumparan transformator adalah beberapa lilitan kawat berisolasi yang membentuk suatu kumparan atau gulungan. Kumparan tersebut terdiri dari kumparan primer dan kumparan sekunder yang diisolasi baik terhadap inti besi maupun terhadap antar kumparan dengan isolasi padat seperti karton, pertinak dan lain-lain. Kumparan tersebut sebagai alat transformasi tegangan dan arus

3. Minyak Transformator

Minyak transformator memiliki dua fungsi utama yaitu :

- Sebagai bagian dari bahan isolasi, minyak harus memiliki kemampuan untuk menahan tegangan tembus.
- sebagai pendingin minyak transformator harus mampu meredam panas yang ditimbulkan, sehingga dengan kedua kemampuan ini maka minyak diharapkan akan mampu melindungi transformator dari gangguan.

Minyak transformator mempunyai unsur atau senyawa hidrokarbon yang terkandung adalah senyawa hidrokarbon parafinik, senyawa hidrokarbon naftenik dan senyawa hidrokarbon aromatik. Selain ketiga senyawa tersebut, minyak transformator masih mengandung senyawa yang disebut zat aditif meskipun kandungannya sangat kecil.

4. Bushing

Hubungan antara kumparan transformator dengan jaringan luar melalui sebuah bushing yaitu sebuah konduktor yang diselubungi oleh isolator. Bushing sekaligus berfungsi sebagai penyekat/isolator antara konduktor tersebut dengan tangki transformator. Pada bushing dilengkapi fasilitas untuk pengujian kondisi bushing yang sering disebut *center tap*.

5. Tangki Konservator

Tangki Konservator berfungsi untuk menampung minyak cadangan dan uap/udara akibat pemanasan transformator karena arus beban. Diantara tangki dan transformator dipasangkan relai *Bucholzt* yang akan meyerap gas produksi akibat kerusakan minyak . Untuk menjaga agar minyak tidak terkontaminasi dengan air, ujung masuk saluran udara melalui saluran pelepasan/venting dilengkapi media penyerap uap air pada udara, sering disebut dengan silica gel dan dia tidak keluar mencemari udara disekitarnya

6. Peralatan Bantu Pendinginan Transformator

Pada inti besi dan kumparan – kumparan akan timbul panas akibat rugi-rugi tembaga. Maka panas tersebut mengakibatkan kenaikan suhu yang berlebihan, ini akan merusak isolasi, maka untuk mengurangi kenaikan suhu yang berlebihan tersebut transformator perlu dilengkapi dengan alat atau sistem pendingin untuk menyalurkan panas keluar transformator, media yang dipakai pada sistem pendingin dapat berupa: Udara/gas, Minyak dan Air.

Pada cara alamiah, pengaliran media sebagai akibat adanya perbedaan suhu media dan untuk mempercepat pendinginan dari media-media (minyak-udara/gas) dengan cara melengkapi transformator dengan sirip-sirip (radiator). Bila diinginkan penyaluran panas yang lebih cepat lagi, cara manual dapat dilengkapi dengan peralatan untuk mempercepat sirkulasi media pendingin dengan pompa pompa sirkulasi minyak, udara dan air, cara ini disebut pendingin paksa (*Forced*).

7. Tap Changer

Kualitas operasi tenaga listrik jika tegangan nominalnya sesuai ketentuan, tapi pada saat operasi dapat saja terjadi penurunan tegangan sehingga kualitasnya

menurun, untuk itu perlu alat pengatur tegangan agar tegangan selalu pada kondisi terbaik, konstan dan berkelanjutan.

Untuk itu transformator dirancang sedemikian rupa sehingga perubahan tegangan pada sisi masuk/input tidak mengakibatkan perubahan tegangan pada sisi keluar/output, dengan kata lain tegangan di sisi keluar/output-nya tetap. Alat ini disebut sebagai sadapan pengatur tegangan tanpa terjadi pemutusan beban, biasa disebut *On Load Tap Changer (OLTC)*. Pada umumnya OLTC tersambung pada sisi primer dan jumlahnya tergantung pada perancangan dan perubahan sistem tegangan pada jaringan.

8. Alat pemapasan (*Dehydrating Breather*)

Sebagai tempat penampungan pemuaiian minyak isolasi akibat panas yang timbul, maka minyak ditampung pada tangki yang sering disebut sebagai konservator. Pada konservator ini permukaan minyak diusahakan tidak boleh bersinggungan dengan udara, karena kelembaban udara yang mengandung uap air akan mengkontaminasi minyak walaupun proses pengkontaminasinya berlangsung cukup lama. Untuk mengatasi hal tersebut, udara yang masuk kedalam tangki konservator pada saat minyak menjadi dingin memerlukan suatu media penghisap kelembaban, yang digunakan biasanya adalah *silica gel*. Kebalikan jika transformator panas maka pada saat menyusut maka akan menghisap udara dari luar masuk kedalam tangki dan untuk menghindari terkontaminasi oleh kelembaban udara maka diperlukan suatu media penghisap kelembaban yang digunakan biasanya adalah *silica gel*, yang secara khusus dirancang untuk maksud tersebut diatas.

9. Indikator-indikator

a. Thermometer (*Temperature Gauge*)

Alat ini berfungsi untuk mengukur tingkat panas dari transformator, baik panasnya kumparan primer dan sekunder juga minyak transformatornya. Thermometer ini bekerja atas dasar air raksa (mercuri/Hg) yang tersambung dengan tabung pemuaiian dan tersambung dengan jarum indikator derajat panas.

Beberapa thermometer dikombinasikan dengan panas dari resistor (khusus yang tersambung dengan transformator arus, yang terpasang pada salah satu

fasa fasa tengah) dengan demikian penunjukan yang diperoleh adalah relatif terhadap panas sebenarnya yang terjadi.

b. Permukaan minyak (*Level Gauge*)

Alat ini berfungsi untuk penunjukan tinggi permukaan minyak yang ada pada konservator. Ada beberapa jenis penunjukan, seperti penunjukan langsung yaitu dengan cara memasang gelas penduga pada salah satu sisi konservator sehingga akan mudah mengetahui level minyak. Sedangkan jenis lain jika konservator dirancang sedemikian rupa dengan melengkapi semacam balon dari bahan elastis dan diisi dengan udara biasa dan dilengkapi dengan alat pelindung seperti pada sistem pernapasan sehingga pemuatan dan penyusutan minyak-udara yang masuk kedalam balon dalam kondisi kering dan aman.

10. Peralatan Proteksi Internal

a. Relai *Bucholtz*

Penggunaan relai deteksi gas (*Bucholtz*) pada Transformator terendam minyak yaitu untuk mengamankan transformator yang didasarkan pada gangguan Transformator seperti : *arcing*, *partial discharge* dan *over heating* yang umumnya menghasilkan gas. Gas-gas tersebut dikumpulkan pada ruangan relai dan akan mengerjakan kontak-kontak alarm.

Relai deteksi gas juga terdiri dari suatu peralatan yang tanggap terhadap ketidaknormalan aliran minyak yang tinggi yang timbul pada waktu transformator terjadi gangguan serius. Peralatan ini akan menggerakkan kontak trip yang pada umumnya terhubung dengan rangkaian trip Pemutus Arus dari instalasi transformator tersebut.

Ada beberapa jenis relai *Bucholtz* yang terpasang pada transformator, Relai sejenis tapi digunakan untuk mengamankan ruang *On Load Tap Changer (OLTC)* dengan prinsip kerja yang sama sering disebut dengan Relai *Jansen*. Terdapat beberapa jenis antara lain sama seperti relai *buhcoltz* tetapi tidak ada kontrol gas, jenis tekanan ada yang menggunakan membran/selaput timah yang lentur sehingga bila terjadi perubahan tekanan kerana gangguan akan bekerja, disini tidak ada alarm akan tetapi

langsung trip dan dengan prinsip yang sama hanya menggunakan pengaman tekanan atau saklar tekanan.

b. *Jansen Membrane*

Alat ini berfungsi untuk pengaman tekanan lebih (*Explosive Membrane*) / *Bursting Plate*. Relai ini bekerja karena tekanan lebih akibat gangguan didalam transformator, karena tekanan melebihi kemampuan membran/selaput yang terpasang, maka membran akan pecah dan minyak akan keluar dari dalam transformator yang disebabkan oleh tekanan minyak.

c. Relai tekanan lebih (*Sudden Pressure Relay*)

Suatu *flash over* atau hubung singkat yang timbul pada suatu transformator terendam minyak, umumnya akan berkaitan dengan suatu tekanan lebih didalam tangki, karena gas yang dibentuk oleh dekomposisi dan evaporasi minyak. Dengan melengkapi sebuah relai pelepasan tekanan lebih pada transformator, maka tekanan lebih yang membahayakan tangki transformator dapat dibatasi besarnya. Apabila tekanan lebih ini tidak dapat dieliminasi dalam waktu beberapa millidetik, maka terjadi panas lebih pada cairan tangki dan transformator akan meledak. Peralatan pengaman harus cepat bekerja mengevakuasi tekanan tersebut.

d. Relai pengaman tangki

Relai bekerja sebagai pengaman jika terjadi arus mengalir pada tangki, akibat gangguan fasa ke tangki atau dari instalasi bantu seperti motor kipas, sirkulasi dan motor-motor bantu yang lain, pemanas dll.

Arus ini sebagai pengganti relai diferensial sebab sistim relai pengaman tangki biasanya dipasang pada transformator yang tidak dilengkapi transformator arus disisi primer dan biasanya pada transformator dengan kapasitas kecil. Transformator dipasang diatas isolator sehingga tidak terhubung ke tanah kemudian dengan menggunakan kabel pentanahan yang dilewatkan melali transformator arus dengan tingkat isolasi dan Ratio yang kecil kemudian tersambung pada relai tanki tanah dengan Ratio transformator arus antara 300 s/d 500 dengan sisi sekunder 1 Ampere.

e. *Neutral Grounding Resistance / NGR* atau Resistance Pentanahan Transformator

Adalah tahanan yang dipasang antara titik netral transformator dengan pentanahan, dimana berfungsi untuk memperkecil arus gangguan. Resistance dipasang pada titik netral transformator yang dihubungkan Y (bintang/wye). NGR biasanya dipasang pada titik netral transformator 70 kV atau 20 kV, sedangkan pada titik netral transformator 150 kV dan 500 kV digrounding langsung (solid).

Nilai NGR:

Tegangan 70 kV= 40 Ohm

Tegangan 20 kV= 12 Ohm, 40 Ohm, 200 Ohm dan 500 Ohm

Jenis Neutral Grounding Resistance :

- *Resistance Liquid* (Air), yaitu bahan resistance-nya adalah air murni. Untuk memperoleh nilai Resistance yang diinginkan ditambahkan garam KOH .
- *Resistance Logam*, yaitu bahannya terbuat dari logam nekelin dan dibuat dalam panel dengan nilai resistance yang sudah ditentukan.

11. Peralatan tambahan untuk Pengaman Transformator

a. Pemadam kebakaran

Biasanya untuk transformator – transformator besar. Sistem pemadam kebakaran yang modern pada transformator saat sekarang sudah sangat diperlukan. Fungsi yang penting untuk mencegah terbakarnya transformator atau memadamkan secepat mungkin transformator jika terjadi kebakaran. Penyebab transformator terbakar adalah karena gangguan hubung singkat pada sisi sekunder sehingga pada transformator akan mengalir arus maksimumnya. Jika proses tersebut berlangsung cukup lama dan relai tidak beroperasi. Sementara itu, tidak beroperasinya relai juga sebagai akibat salah menyetel waktu pembukaan PMT, relai rusak, dan sumber DC yang tidak ada, serta kerusakan sistim pengawatan. Sistem pemadam kebakaran yang modern yaitu dengan sistem mengurangi minyak secara otomatis sehingga terdapat ruang yang mana secara paksa gas pemisah oksigen diudara dimasukan kedalam ruang yang sudah tidak

ada minyaknya sehingga tidak ada pembakaran minyak, dan kerusakan yang lebih parah dapat dihindarkan, walaupun kondisi transformator menjadi rusak. Proses pembuangan minyak secara grafitasi atau dengan menggunakan motor pompa DC adalah suatu kondisi yang sangat berisiko, sebab hanya menggunakan katup otomatis yang dikendalikan oleh pemicu dari saklar akibat panasnya api dan menutupnya katup otomatis pada katup pipa minyak penghubung tanki (konservator) ke dalam transformator (sebelum relai *bucholz*), serta adanya gas pemisah oksigen (gas nitrogen yang bertekanan tinggi) diisikan melalui pipa yang disambung pada bagian bawah transformator kemudian akan menuju keruang yang tidak terisi minyak.

b. Thermometer pengukur langsung

Thermometer pengukur langsung banyak digunakan pada instalasi tegangan tinggi/Gardu Induk, seperti pada ruang kontrol, ruang relai, ruang PLC dll. Suhu ruangan dicatat secara periodik pada formulir yang telah disiapkan dan dievaluasi sebagai bahan laporan.

c. Thermometer pengukur tidak langsung

Thermometer pengukur tidak langsung banyak digunakan pada instalasi tegangan tinggi/ transformator yang berfungsi untuk mengetahui perubahan suhu minyak maupun belitan transformator. Suhu minyak dan belitan transformator dicatat secara periodik/berkala, pada formulir yang telah disiapkan dan dievaluasi sebagai laporan.

12. Relai Proteksi Transformator dan Fungsinya

Jenis relai proteksi pada transformator tenaga adalah sebagai berikut:

- a. Relai arus lebih (*over current relay*), berfungsi untuk mengamankan transformator terhadap gangguan hubung singkat antar fasa didalam maupun diluar daerah pengaman transformator. Juga diharapkan relai ini mempunyai sifat komplementer dengan relai beban lebih, relai ini berfungsi pula sebagai pengaman cadangan pada bagian instalasi lainnya.
- b. Relai Diferensial, relai ini berfungsi untuk mengamankan transformator terhadap gangguan hubung singkat yang terjadi didalam daerah pengaman.

- c. Relai gangguan tanah terbatas (*Restricted Earth fault Relay*), relai ini berfungsi untuk mengamankan transformator terhadap tanah didalam daerah pengaman transformator, khususnya untuk gangguan didekat titik netral yang tidak dapat dirasakan oleh relai differensial.
- d. Relai arus lebih berarah (*Directional Over Current Relay*) atau yang lebih dikenal dengan Relai arus lebih yang mempunyai arah tertentu merupakan Relai Pengaman yang bekerja karena adanya besaran arus dan tegangan yang dapat membedakan arah arus gangguan. Relai ini mempunyai 2 buah parameter ukur yaitu tegangan dan arus yang masuk ke dalam relai untuk membedakan arah arus ke depan atau arah arus ke belakang, pada pentanahan titik netral transformator dengan menggunakan tahanan. Relai ini dipasang pada penyulang 20 KV. Bekerjanya relai ini berdasarkan adanya sumber arus dari ZCT (*Zero Current Transformer*) dan sumber tegangan dari PT (*Potential Transformers*). Sumber tegangan PT umumnya menggunakan rangkaian Open-Delta, tetapi tidak menutup kemungkinan ada yang menggunakan koneksi langsung 3 Fasa. Relai ini terpasang pada jaringan tegangan tinggi, tegangan menengah, juga pada pengaman transformator tenaga, dan berfungsi untuk mengamankan peralatan listrik akibat adanya gangguan fasa-fasa maupun Fasa ke tanah. Untuk membedakan arah tersebut maka salah satu fasa dari arus harus dibandingkan dengan Tegangan pada fasa yang lain.
- e. Relay connections, adalah sudut perbedaan antara arus dengan tegangan masukan relai pada power faktor satu. *Relai maximum torque angle* adalah perbedaan sudut antara arus dengan tegangan pada relai yang menghasilkan torsi maksimum.
- f. Relai gangguan tanah, relai ini berfungsi untuk mengamankan transformator jika terjadi gangguan hubung tanah didalam dan diluar daerah pengaman transformator. Relai arah hubung tanah memerlukan operating signal dan polarising signal. Operating signal diperoleh dari arus residual melalui rangkaian transformator arus penghantar ($I_{op} = 3I_0$) sedangkan polarising signal diperoleh dari tegangan residual. Tegangan

residual dapat diperoleh dari rangkaian sekunder open delta transformator tegangan.

- g. Relai tangki tanah, relai ini berfungsi untuk mengamankan transformator terhadap hubung singkat antara kumparan fasa dengan tangki transformator dan transformator yang titik netralnya ditanahkan. Relai bekerja sebagai pengaman jika terjadi arus mengalir dari tangki akibat gangguan fasa ke tangki atau dari instalasi Bantu seperti motor kipas, sirkulasi dan motor-motor bantu, pemanas dll. Pengaman arus ini sebagai pengganti relai diferensial, sebab sistim relai pengaman tangki biasanya dipasang pada transformator yang tidak dilengkapi transformator arus disisi primer dan biasanya pada transformator dengan kapasitas kecil. Transformator dipasang diatas isolator sehingga tidak terhubung ke tanah kemudian dengan menggunakan kabel pentanahan yang dilewatkan melalui transformator arus dengan tingkat isolasi dan Ratio yang kecil, kemudian tersambung pada relai tangki tanah dengan Ratio Transformator Arus (CT) antara 300 s/d 500 dengan sisi sekunder hanya 1 Ampere.

2.1.2 Isolasi Minyak Transformator [3]

Fungsi dari isolasi cair adalah untuk memisahkan bagian-bagian yang mempunyai beda potensial/tegangan agar diantara bagian-bagian tersebut tidak terjadi lompatan atau percikan bunga api. Selain itu isolasi cair jg dapat berfungsi sebagai media pendingin. Isolasi cair biasanya digunakan pada peralatan listrik, seperti pemutus tenaga, transformator dan lain sebagainya.

Pada transformator akan timbul panas, baik yang dibangkitkan oleh kumparan tembaga ataupun inti besi. Jika panas tersebut tidak disalurkan atau tidak diadakan pendinginan maka akan ada bagian dari peralatan yang akan rusak apabila panas yang ditimbulkan melampaui suhu maksimum yang diizinkan. Untuk mengatasi hal ini maka ini dan kumparan dari transformator dicelupkan kedalam suatu isolator cair (minyak diala) yang berfungsi sebagai media pendingin dan media isolasi.

Penggunaan isolator cair pada pemutus tenaga adalah untuk memadamkan busur api (*arcing*) yang terjadi saat pembukaan/penutupan (*switching*) dari suatu pemutus tenaga pada jaringan tegangan tinggi.

Beberapa alasan penggunaan isolasi cair adalah :

- Isolasi cair (dalam hal ini sering disebut sebagai minyak transformator) mempunyai tingkat kerapatan yang tinggi, yaitu lebih dari 1000 kali dibandingkan dengan udara.
- Bahan isolasi cair dapat mengisi celah atau ruang yang akan diisolasi dan secara sekaligus menyerap dan menghilangkan panas yang timbul akibat rugi-rugi energi melalui proses konveksi.
- Isolasi cair memiliki kecenderungan untuk memperbaiki diri sendiri (*self healing*) jika terjadi pelepasan muatan (*discharge*).

2.1.3 Sifat-sifat yang harus dimiliki pada minyak transformator [3]

1. Tegangan Tembus Yang Tinggi

Tegangan tembus minyak transformator perlu diukur karena menyangkut kesanggupan minyak untuk menahan *Electric Stress*, tanpa kerusakan. Tegangan tembus dapat diukur dengan cara memasukan dua buah elektroda bola (setengah bola) kedalam minyak yang akan diukur. Kalau didapat tegangan tembus yang rendah maka dapat dikatakan tegangan transformator telah terkontaminasi.

2. Faktor Kebocoran Dielektrik yang Rendah

Daya yang hilang dalam operasi suatu transformator disebabkan kehilangan energi menjadi panas, akibat pemecahan molekul-molekul. Harga factor kehilangan dielektrik yang tinggi menunjukkan adanya kontaminasi atau terjadinya oksidasi yang mengakibatkan minyak menjadi kotor atau menghasilkan kotoran berupa logam alkali, koloid bermuatan dan sebagainya.

3. Viskositas Yang Rendah

Viskositas merupakan tahanan dari cairan untuk mengalir kontinue dan merata, tanpa adanya turbolensi dan gaya-gaya lain. Viskositas minyak biasanya diukur dari waktu alir minyak dengan volume tertentu dan pada kondisi yang diatur. Sebagai media pendingin maka viskositas minyak transformator merupakan faktor penting dalam aliran konveksi untuk memindahkan panas (lihat table 2.1). Viskositas juga dipakai sebagai dasar pembagi kelas minyak.

Tabel 2.1 Kelas viskositas minyak transformator [3]

No	Temperatur °C	Kelas I IEC	Kelas II IEC
1	20	40	25
2	-15	800	-
3	-30		1800

4. Titik Nyala yang Tinggi

Ini menunjukkan bahwa minyak dapat dipanaskan sampai suhu tertentu sebelum uap yang timbul menjadi api yang berbahaya. Titik nyala yang rendah juga menunjukkan bahwa minyak mengandung zat yang berbahaya seperti zat yang mudah menguap dan terbakar.

5. Massa Jenis yang Rendah

Massa jenis adalah perbandingan massa suatu volume cairan pada 15,56°C dengan massa air pada volume dan suhu yang sama. Massa jenis minyak transformator lebih kecil dibanding air,. Oleh karena itu adanya air dalam minyak transformator akan mudah dipisahkan, karena air akan turun kebawah sehingga akan mudah dikeluarkan dari tanki minyak transformator dan atau tanki pemutus tenaga.

6. Kestabilan Kimia dan Penyerapan Gas yang Baik

Kestabilan ini penting terutama terhadap oksidasi, sehingga dapat dievaluasi kecenderungan minyak membentuk asam dan kotoran zat padat. Asam dan kotoran zat padat yang terbentuk akibat oksidasi akan menurunkan tegangan tembus. Selain itu air dan asam menyebabkan korosi terhadap logam yang ada didalamtransformator, sedangkan kotoran zat padat akan menyebabkan perpindahan panas (*heat transfer*) dalam proses pendinginan transformator terganggu.

7. Angka Kenetralan

Angka kenetralan dinyatakan dalam mg KOH nyang dibutuhkan pada titrasi satu gram minyak. Angka kenetralan merupakan angka yang menunjukkan penyusun asam dan dapat mendeteksi adanya kontaminasi dalam minyak, kecenderungan perubahan kimia atau cacat atau indikasi perubahan kimia bahan tambahan. Selain itu angka kenetralan merupakan petunjuk umum untuk

menentukan apakah minyak yang sedang dipakai harus diganti atau diolah kembali dengan melakukan penyaringan (filtration).

8. Korosi belerang

Minyak transformator dalam pemakaiannya secara kontinue atau terus-menerus terhubung / kontak langsung dengan bahan-bahan logam seperti tembaga, besi yang dapat mengalami korosi. Uji korosi belerang perlu untuk melihat kemungkinan adanya korosif minyak sebagai akibat adanya belerang bebas atau senyawa belerang lainnya dalam minyak.

9. Resistivitas

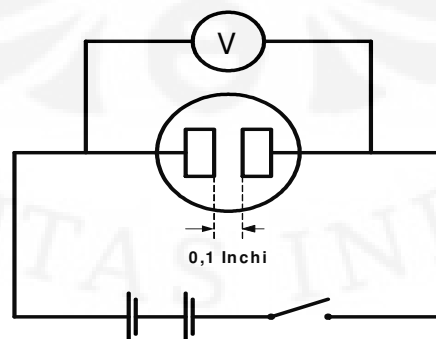
Resistivitas erat hubungannya dengan partikel zat yang bersifat penghantar. Resistivitas yang rendah menunjukkan bahwa minyak tersebut sudah mengalami kontaminasi oleh zat yang bersifat konduktif seperti air, asam, dan partikel bermuatan lainnya.

2.2 PENGUJIAN MINYAK TRANSFORMATOR [3]

Minyak transformator harus selalu diuji kemampuannya secara periodik (biasanya setiap enam bulan) baik untuk minyak baru maupun sudah/sedang dipakai terutama kekuatan tegangan tembusnya. Pengujian biasanya dilakukan dengan mencelupkan dua buah elektroda kedalam minyak yang akan diuji, selain itu dapat juga dilakukan *Acidity Test*.

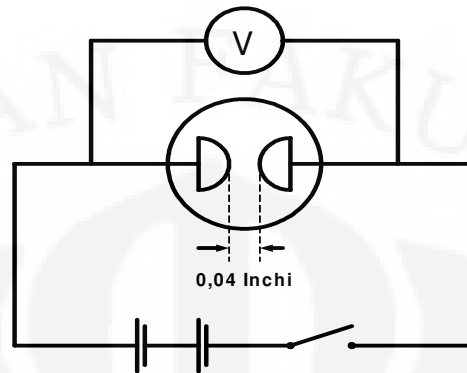
2.2.1 Pengujian Tegangan Tembus

Pengujian tegangan tembus terhadap isolator cair biasanya dilakukan dengan memakai dua jenis elektroda, yaitu elektroda datar/pelat atau batang dan elektroda sela bola (setengah bola).



Gambar 2.1 Elektroda datar / pelat untuk pengujian isolator minyak

Pengujian dengan menggunakan elektroda jenis ini biasanya digunakan untuk menguji yang sudah dipakai.



Gambar 2.2 Elektroda setengah bola untuk pengujian isolator minyak

Jenis ini digunakan untuk menguji tegangan kegagalan dari minyak transformator yang masih baru. Elektroda ini sangat sensitive terhadap sejumlah kecil pengotoran minyak. Dalam melakukan pengujian tegangan tembus ini, kedua elektroda dihubungkan dengan sumber tegangan yang dapat diatur. Tegangan dinaikan perlahan-lahan sampai terjadi kegagalan (*flash over*). Pengujian dilakukan beberapa kali (biasanya empat sampai lima kali pengujian), dan setiap selesai dari satu pengujian harus menunggu beberapa saat (biasanya lima menit) untuk melakukan pengujian berikutnya sehingga kotoran yang timbul akibat loncatan bunga api pada pengujian sebelumnya dapat mengendap lebih dahulu. Standar yang ditetapkan untuk minyak transformator adalah seperti yang ditunjukkan pada tabel berikut :

Tabel 2.2 Tegangan tembus minimum transformator [3]

Sistem Tegangan (KV)	Tegangan Kegagalan Minimum (Vbd) (KV/mm)
30	20
30 / 60	30
110 / 220	25

Untuk minyak baru yang digunakan transformator Vbd min = 50 KV/mm, sedang yang dipergunakan untuk Switch Gear Vbd min = 30 KV/mm.

2.2.2 Test Keasaman (*Acidity Test*)

Selain pengujian tegangan tembus, pada transformator juga harus dilakukan *acidity test*. Ini merupakan indicator adanya oksidasi dalam minyak. Karena beberapa hasil oksidasi disebabkan oleh asam asli sehingga dengan tes ini dapat dideteksi tingkat keasaman dari minyak tersebut.

Bahan utama dari oksidasi adalah pengendapan lumpur. Endapan terbentuk setelah semua hasil oksidasi mengendap dalam minyak. Dengan *acidity test* ini kita bias menyelidiki sejauh mana oksidasi berkembang.

Untuk mudahnya digunakan metoda titrasi dengan indicator warna, dimana akan menghasilkan tes dalam milligram potasium hidroksida (KOH) per gram minyak.

Biasanya cara yang dilakukan adalah sebagai berikut :

- a. Ambil sampel sebanyak $\pm 10\text{cc}$
- b. Tambahkan larutan penetralisir sampai volume menjadi 50cc
Jumlah netralisir = mg KOH/g minyak
- c. Tambahkan larutan KOH kedalam larutan tadi.
- d. Kocok kira-kira 30 detik. Bila didapat hasil yang warnanya merah muda dan terang maka minyak dalam keadaan baik. Tapi bila dihasilkan warna lainnya dan agak keruh ini berarti minyak telah berkurang kekuatan tegangan tembusnya, sehingga minyak harus disirkulasi/filter kembali agar kemampuan isolasinya dapat meningkat.

2.3 ANALISIS GAS TERLARUT/ *DISSOLVE GAS ANALYSIS (DGA)* [1]

Salah satu gangguan pada transformator adalah timbulnya gas akibat dari kerusakan system isolasi baik isolasi padat (kertas/selulosa) maupun isolasi cair (minyak). Gas yang dihasilkan dari kerusakan isolasi padat antara lain : karbonoksida (CO), karbondioksida (CO₂). Sedangkan gas yang dihasilkan akibat dari kerusakan isolasi cair antara lain: Gas hydrogen (H₂), asetilen (C₂H₂), etilen (C₂H₄), metana (CH₄), etana C₂H₆, dan propane C₃H₈ yang merupakan gas mudah terbakar (*combustible gases*).

Kerusakan system isolasi diakibatkan oleh tiga kejadian dalam transformator antara lain :

1. *Partial discharge*

2. *Arcing*
3. *Thermal degradation*

Gas-gas tersebut jika dalam transformator melebihi batas daya larut minyak transformator akan menyebabkan gangguan dalam transformator yang sedang beroperasi. Seperti ditunjukkan dengan bekerjanya *Bystem Bucholz*. Sebagian gas terutama yang disebabkan oleh kerusakan minyak isolasi pada dasarnya mempunyai sifat mudah terbakar. Selama gas tersebut berada dalam transformator yang sedang beroperasi (terjadi sirkulasi), maka sejumlah gas akan terlarut dalam minyak sebagai gas terlarut (*dissolve gases*) sehingga akan menurunkan kualitas dari minyak transformator. Padahal kualitas adalah sangat penting dalam menjamin kelangsungan operasi dari suatu transformator, dan umur suatu transformator sangat tergantung pada umur isolasinya. Selain itu, minyak transformator yang berfungsi sebagai isolasi juga harus mempunyai sifat dapat melarutkan gas-gas yang timbul terutama gas yang mudah terbakar. Hal ini dimaksudkan untuk mencegah terjadinya kebakaran sebagai akibat adanya gas bebas dalam transformator yang disertai dengan adanya oksige, tekanan dan temperatur yang cukup. Sedangkan daya larut minyak terhadap gas sangat terbatas. Dengan adanya gas terlarut dalam minyak transformator dapat digunakan untuk mendeteksi atau memperkirakan kondisi transformator yang sedang beroperasi. Caranya dengan menganalisis jenis dan jumlah masing-masing gas terlarut. Data hasil analisis gas terlarut dalam minyak transformator yang digunakan untuk mendeteksi kondisi transformator, dapat diperoleh melalui sampling dan analisis dilapangan serta laboratorium.

2.3.1 Proses terbentuknya gas dalam transformator

Seperti kita ketahui bahwa komponen transformator antara lain : konduktor, bushing, dan isolasi (padat dan cair), dalam hal bahan yang mudah terurai (terdekomposisi) dari transformator adalah bahan organik yang berasal dari bahan isolasi padat (kertas) dan isolasi cair (minyak). Sedangkan bahan anorganik yang berasal dari konduktor, keramik dan logam lain relative tidak akan terdekomposisi dalam kondisi operasi transformator. Bila dilakukan suatu percobaan pada system isolasi minyak dan kertas dengan tegangan yang sesuai

dengan kondisi operasi transformator maka akan diperoleh penguraian komponen sebagai berikut :

a. Isolasi kertas (*Selulosa*)

1. Proses pemanasan lebih (*over heating*)

Bila selulosa/kertas dipanaskan dengan over heating (paling rendah 140°C) dalam system tertutup sesuai dengan kondisi transformator, maka akan terjadi penguraian selulosa menjadi gas karbonmonoksida (CO), karbondioksida (CO₂) dan H₂O.

2. Proses *pirolisis*

Bila selulosa dipanaskan sampai terurai dengan proses pirolisis dan temperature diatas 250°C dalam system tertutup, maka akan terbentuk lebih banyak karbon monoksida (CO) dari pada karbon dioksida (CO₂) dengan jumlah kira-kira CO lebih besar empat kali dari CO₂.

b. Isolasi Cair (minyak transformator)

1. Proses pemanasan lebih (*over heating*)

Bila minyak transformator mineral dipanaskan pada temperature diatas 500°C, maka akan menyebabkan pembebasan gas hidrokarbon seperti : etilen (C₂H₄), etana (C₂H₆) dan metana (CH₄). Produk lain yang akan dibebaskan terutama dengan adanya oksigen dan temperatur 500°C adalah karbondioksida (pada temperature 400°C) dan uap air (pada temperature 200°C)

2. Proses *Pirolisis* [1]

Bila terhadap minyak transformator diberikan tegangan listrik secara ekstrim (seperti arcing), komposisi gas yang akan dibebaskan adalah :

- Hidrogen, H₂ : 60,0 – 80,0 % V/V
- Asetilen, C₂H₂ : 10,0 – 25,0 % V/V
- Metana, CH₄ : 1,5 – 3,5 % V/V
- Etilen, : 1,0 – 2,9 % V/V

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

- *Thermal degradation*
- *Arcing*
- *Partial discharge*

Gangguan tersebut dapat terjadi terhadap isolasi kertas maupun isolasi cair. Selain itu faktor rendahnya kualitas minyak juga membantu proses gangguan terbentuknya gas-gas, yaitu seperti besarnya kadar air, kadar lumpur (sludge) dll.

Thermal Degradation

Indikasi gas : C_2H_4 , CH_4 , H_2 , C_2H_6

Degradasi yang terjadi dapat dibagi menjadi kedalam dua kategori, yaitu :

- a. Temperatur rendah, over heating, area luas
- b. Temperature tinggi, area sempit terjadi hubung singkat.

Hal ini penting untuk dicatat bahwa laju kegagalan yang menyebabkan timbulnya gas-gas sangat dipengaruhi oleh temperature khususnya untuk suatu reaksi kimia seperti pirolisis. Laju pertumbuhan gas berhubungan secara eksponensial dengan temperature dan dapat digambarkan laju kenaikannya pada setiap kenaikan temperature $10^\circ C$.

Selanjutnya kegagalan pada temperature rendah memerlukan area yang luas sehingga menimbulkan gas-gas tersebut. Dan pada temperature rendah ini proses pirolisis pada minyak transformator akan membebaskan terutama metana (CH_4), etana (C_2H_6) dan sejumlah kecil gas etilen dan hydrogen (H_2). Seperti diketahui kenaikan temperature tidak hanya mempercepat laju timbulnya gas tersebut, akan tetapi dapat menimbulkan sejumlah gas hidrokarbon tak jenuh, yang bertambah secara nyata dengan gas hidrokarbon jenuh. Kegagalan nyata akibat temperature tinggi ditunjukkan dengan timbulnya gas etilen (C_2H_4) sebagai gas yang paling dominan.

Arching

Indikasi gas : H_2 , C_2H_2

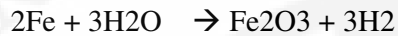
Tembusnya minyak isolasi akibat arching ditunjukkan dengan dihasilkannya gas hydrogen (H_2) dan asetilen (C_2H_2) sebagai gas yang dominan pada penguraian ini. Gas tersebut juga disertai dengan sejumlah kecil gas etilen dan gas lainnya yang dihasilkan melalui proses thermal.

Partial discharge

Indikasi gas : Hidrogen (H_2)

Petunjuk yang paling nyata sebagai akibat terjadinya proses partial discharge dalam system tertutup seperti transformator yang beroperasi adalah timbulnya gas hydrogen.

Hidrogen tidak disertai dengan timbulnya gas yang lain, tapi hidrogen dapat juga sebagai hasil reaksi antara uap air (sebetulnya tidak boleh ada) dengan baja (Fe) dalam transformator .



2.3.2 Sistem Sampling Dan Gas Analisis

Pengumpulan data analisis harus diputuskan bahwa analisis gas terlarut dalam minyak akan dilakukan untuk mengevaluasi kondisi sistem isolasi dalam transformator yang sedang beroperasi. System sampling dan analisis gas ini dilakukan berdasarkan metod ASTM D 3613.

Tahapan yang harus dilakukan untuk pengumpulan data analisis gas terlarut dalam minyak adalah sebagai berikut :

- Pengambilan sampel minyak yang memenuhi syarat
- Ekstraksi gas dari minyak
- Analisis gas untuk evaluasi

Pengambilan sampel minyak harus dilakukan dalam waktu kurang dari 5 menit dan menggunakan wadah yang memenuhi syarat , hal ini dimaksudkan untuk menghindari kontaminasi. Selain kondisi tersebut hal-hal berikut yang perlu diperhatikan

- Satuan (jumlah) sampel yang diambil harus dikembalikan pada kondisi tekanan dan temperature normal (760 mmhg dan 25°C)
- Hindarkan gelembung udara dan bilas wadah dengan sampel
- Hindarkan sampel dari sinar matahari langsung
- Membawa sampel ke laboratorium harus secepat mungkin untuk menghindari hilangnya gas terlarut.

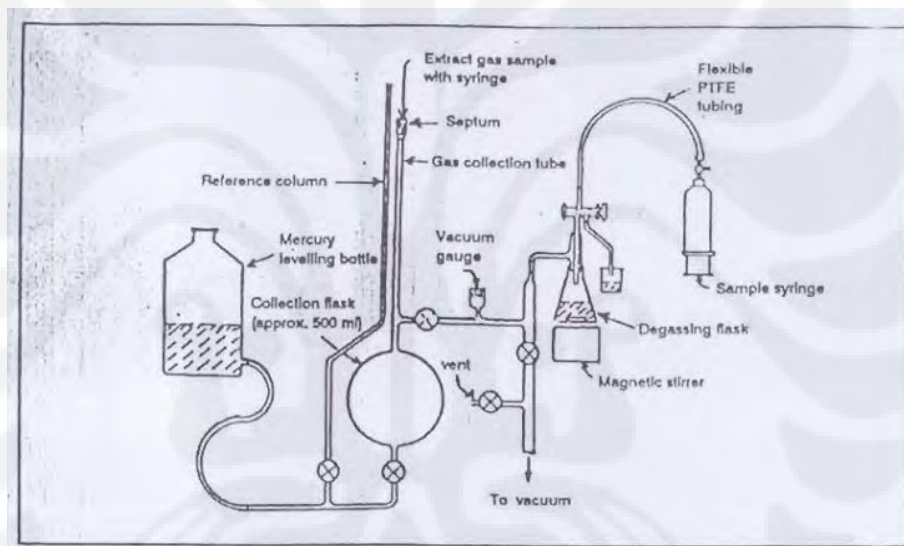
Seperti telah diketahui bahwa jumlah sampel untuk keperluan analisis gas yang diambil dari transformator biasanya sebanyak 50 ml dan disimpan pada tempat tertentu untuk dilakukan ekstraksi. Alat khusus yang digunakan mengambil sampel minyak untuk keperluan ini adalah sejenis syringe gelas dengan kapasitas 50 ml yang dilengkapi keran tiga arah. Bila pengambilan sampel

langsung dari keran transformator, maka alat harus disambung dengan suatu selang tygon yang sesuai dan telah dibilas sampel minyak. Setiap syringe yang digunakan untuk sampling harus dicek secara periodik terhadap suatu kebocoran yang mungkin terjadi.

Sampling minyak yang mengandung gas terlarut dapat disimpan dalam syringe selama 2 minggu pada kondisi normal.

2.3.3 Ekstraksi Gas dari Minyak

Sampel minyak yang mengandung gas terlarut diambil untuk pemeriksaan laboratorium, selanjutnya dilakukan ekstraksi atau pemisahan gas dalam minyak dengan beberapa cara sampling vacuum (lihat gambar.1)



Gambar 2.3 Unit ekstraksi gas dari minyak isolasi

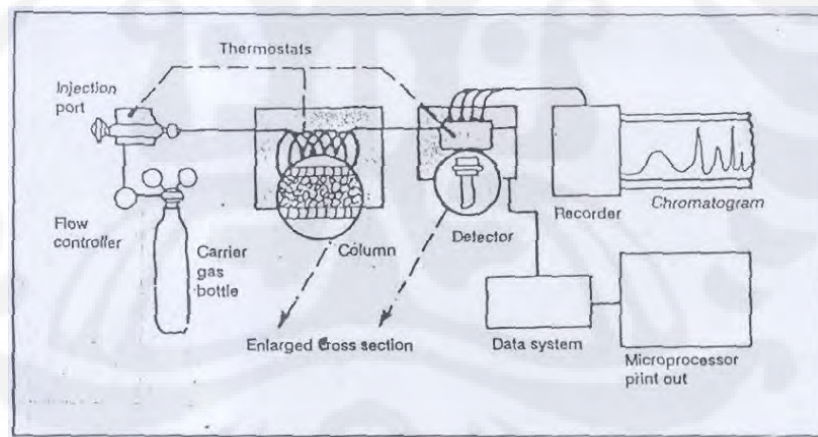
Dasar ekstraksi gas digunakan beberapa tahap sebagai berikut :

- Sampel diinjeksikan kedalam system alat ekstraktor dan tanpa ada bagian gelembung udara dengan cara diisi sampel minyak
- Dididihkan dan aduk sampel minyak, sehingga gas akan dibebaskan dalam kondisi vakum.
- Kumpulkan gas pada tabung pengumpul dengan tekanan dikembalikan kepada keadaan normal.

- Ukur volume gas yang terekstraksi dan hitung (persentase) gas dari sampel minyak yang terkoreksi serta gas siap untuk ditentukan jenis dan jumlahnya dengan alat gas kromotograf.

2.3.4 Analisis Gas Untuk Evaluasi

Sampel gas yang telah dipisahkan dari minyak transformator dilakukan analisis terhadap komposisi gas baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Alat yang digunakan untuk menentukan komposisi gas adalah kromatografi gas. Dasar kerja dari alat ini adalah berdasarkan sifat penyerapan system kolom kromatografi gas terhadap sampel gas. Sampel gas (campuran gas) yang diinjeksikan kedalam alat, dialirkan oleh gas pembawa sehingga gas yang mempunyai perbedaan sifat penyerapan akan terpisah. Pemisahan gas-gas tersebut masing-masing akan dideteksi oleh detector yang akan dikonversikan kepada system pencatat atau integrator. Jenis dan jumlah gas yang diinjeksikan dapat diketahui dengan jalan membandingkan atau melakukan hal yang sama terhadap gas standar yang telah diketahui komposisinya. Diagram alat untuk analisis gas dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 2.4 System kromatografo gas

Interpretasi data dapat dilihat dari dua kategori, yaitu berdasarkan jumlah gas yang mudah terbakar (Total Combustible Gasses) dan komposisi gas kunci yang terkandung.

2.3.5 Total Combustible Gases (TCG)

Gas yang mudah terbakar adalah hydrogen, karbonmonoksida, metana, etana, asetilen, dan etilen. Jumlah konsentrasi (ppm V/V) dari masing-masing gas

tersebut diatas merupakan kandungan *total combustible gas (TCG)*. Dari data *total combustible gases* ini dapat diketahui kondisi transformator sesuai batasan.

Berikut adalah batasan berdasarkan IEEE C57.104 1991 standar

Tabel 2.3 Batasan-batasan keadaan transformator berdasarkan IEEE C57.104 1991 [3]

Status	Hidrogen (H ₂) (ppm)	Methane (CH ₄) (ppm)	Acetylene (C ₂ H ₂) (ppm)	Ethylene (C ₂ H ₄) (ppm)	Ethane (C ₂ H ₆) (ppm)	Carbon Monoxide (CO) (ppm)	Carbon Dioxide (CO ₂) (ppm)	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	4000 - 10000	1921 - 4630
Kondisi 4	> 1800	> 1000	> 80	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4630

Tabel 2.4. Kondisi-kondisi transformator, interval sampling dan tindak lanjutnya berdasarkan IEEE C57.104 1991 [3]

Kondisi	Tingkat TDCG atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas (Dari tabel A)	Tingkat Kenaikan TDCG (ppm per hari)	Interval Sampling dan Tindakan Pengoperasian	
			Interval Sampling	Tindakan Pengoperasian
Kondisi 1	Nilai TDCG < 720 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tahunan. 6 bulanan untuk transformator tegangan eksta tinggi	Operasi Normal
		10 - 30	Tiga Bulanan	
		> 30	Satu Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
Kondisi 2	721 - 1920 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tiga Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
		10 - 30	Bulanan	
		> 30	Bulanan	
Kondisi 3	1941 - 2630 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Bulanan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Mingguan	
		> 30	Mingguan	
Kondisi 4	> 4639 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Mingguan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Harian	
		> 30	Harian	Awas. Lakukan Servis. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan

2.3.6 Metoda *Rogers Ratio* [2]

Metoda *Roger Ratio* merupakan salah satu cara untuk menganalisis gas terurai dari suatu minyak transformator. Metoda ini membandingkan nilai-nilai satu gas dengan gas yang lain. Gas – gas yang digunakan dalam analisis menggunakan Roger Ratio adalah sebagai berikut : C_2H_2/C_2H_4 ; CH_4/H_2 ; C_2H_4/C_2H_6

Setelah didapatkan nilai perbandingan dari gas-gas tersebut, selanjutnya kita masukan kedalam kode Ratio seperti table dibawah ini :

Tabel 2.5 Kode-kode *Roger Ratio* [2]

Rentang Kode Ratio	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Batasan pendeteksian		
< 0.1	0	1	0	C_2H_2	1 ppm	10 ppm
0.1 - 1	1	1	0	C_2H_4	1 ppm	10 ppm
1 - 3	1	2	1	CH_4	1 ppm	10 ppm
> 3	2	2	2	H_2	5 ppm	50 ppm
				C_2H_6	1 ppm	10 ppm

Setelah dikonversi kedalam kode-kode seperti table diatas, maka untuk analisis gangguan yang terjadi pada minyak transformator dapat diketahui dari table berikut :

Tabel 2.6 Jenis-jenis kerusakan transformator berdasarkan Metoda *Roger Ratio*
[2]

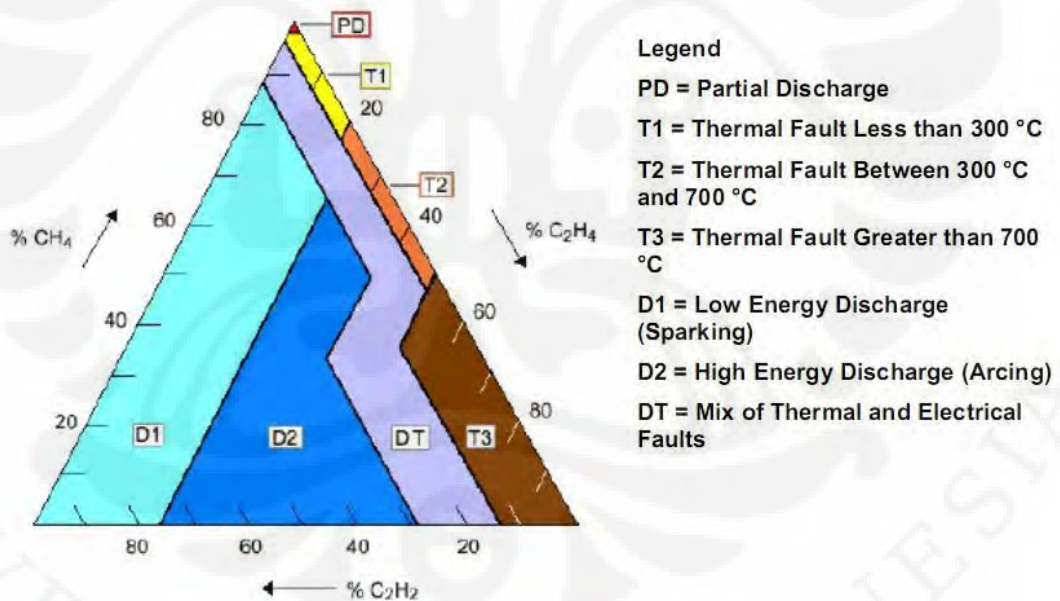
Kasus	Tipe Gangguan	Kode <i>Roger Ratio</i>			Masalah yang terjadi
0	Tidak ada gangguan	0	0	0	Normal
1	Low Energy Partial Discharge	1	1	0	Terjadi pelepasan muatan yang disebabkan udara yang terjebak dalam sistem isolasi atau minyak mengandung banyak kadar air
2	High Energy Partial Discharge	1	1	0	Sama seperti diatas, tapi lebih disebabkan oleh perforasi dari isolasi padat yang diakibatkan oleh <i>Sparking</i> atau <i>Arching</i> biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂
3	Low energy discharges, sparking, arching	1-2	0	1-2	<i>Sparking</i> yang terus menerus yang disebabkan oleh kontak yang jelek atau sistem <i>grounding</i> yang jelek ; menurunnya harga dielektrik dari minyak
4	High energy discharges, sparking, arching	1	0	2	Terjadi loncatan bunga api antara gulungan dengan gulungan, atau gulungan dengan <i>ground</i> , atau pada <i>tap changer</i> pada saat <i>switching</i> , atau kebocoran oli dari tank <i>tap changer</i> ke tank utama
5	Thermal fault suhu dibawah 150° C	0	0	1	Isolasi kawat penghantar mengalami <i>over heating</i> , biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂ karena biasanya melibatkan isolasi selulosa
6	Thermal fault suhu antara 150 - 300° C	0	2	0	<i>Overheating</i> pada inti transformator. Hubung singkat pada lapisan laminasi inti. <i>Overheating</i> disebabkan <i>eddy current</i> . Kontak yang jelek pada sisi terminal <i>incoming</i> , atau kontak yang jelek pada <i>tap changer</i> . Terjadi sirkulasi arus antara inti transformer dengan <i>ground</i> karena sistem <i>grounding</i> inti transformer tidak satu titik
7	Thermal fault suhu antara 300 - 700° C	0	2	1	
8	Thermal fault suhu diatas 700° C	0	2	2	Kerusakan isolasi selulosa dan akan menimbulkan gas CO dan CO ₂

2.3.7 Metoda Duval Triangel [2]

Metoda ini biasanya digunakan untuk mengetahui jenis kerusakan secara umum dari suatu transformator yang bermasalah. Metoda ini bukan digunakan untuk memnetukan suatu transformator bermasalah atau tidak. Gunakan standar IEEE atau table dibawah untuk menentukan suatu transformator bermasalah atau tidak sebelum menggunakan analisi dengan metoda ini.

Tabel 2.7 Batas dan laju kenaikan gas perbulan [2]

Gas	L1 Limits	G1 Limits (ppm per month)	G2 Limits (ppm per month)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7,000	700	3,500



Gambar 2.5 Daerah-daerah jenis kerusakan transformator dengan metoda Duval Triangel

Untuk melakukan analisis dengan metoda ini yaitu dengan menggunakan gas CH_4 , C_2H_2 dan C_2H_4 . Berikut adalah cara menganalisis suatu transformator yang bermasalah menggunakan metoda *Duval Triangel* ;

1. Jumlahkan nilai-nilai dari ketiga gas tersebut (CH_4 , C_2H_2 dan C_2H_4)
2. Bandingkan harga masing-masing nilai dari tiap gas-gas tersebut dan buat dalam bentuk persen (%).
3. Gambarkan garis pada duval Triangel untuk ketiga gas tersebut sesuai nilai persentase tadi.
4. Daerah pertemuan dari ketiga garis tersebut menunjukkan kondisi yang terjadi pada transformator.

2.4 PEMURNIAN MINYAK TRANSFORMATOR [5]

Minyak transformator dapat terkontaminasi oleh berbagai macam pengotor seperti kelembaban, serat, resin dan sebagainya. Ketidakmurnian dapat tinggal di dalam minyak karena pemurnian yang tidak sempurna. Pengotoran dapat terjadi saat pengangkutan dan penyimpanan, ketika pemakaian, dan minyak itu sendiri pun dapat membuat pengotoran pada dirinya sendiri

Beberapa metode pemurnian minyak transformator dijelaskan dalam bagian berikut ini :

2.4.1 Mendidihkan (*boiling*)

Minyak dipanaskan hingga titik didih air dalam alat yang disebut *boiler*. Air yang ada dalam minyak akan menguap karena titik didih minyak lebih tinggi dari pada titik didih air. Metode ini merupakan metode yang paling sederhana namun memiliki kekurangan. Pertama hanya air yang dipindahkan dari minyak, sedangkan serat, arang dan pengotor lainnya tetap tinggal. Kedua minyak dapat menua dengan cepat karena suhu tinggi dan adanya udara.

Kekurangan yang kedua dapat diatasi dengan sebuah *boiler* minyak hampa udara (*vacum oil boiler*). Alat ini dipakai dengan minyak yang dipanaskan dalam bejana udara sempit (*air tight vessel*) dimana udara dipindahkan bersama dengan air yang menguap dari minyak. Air mendidih pada suhu rendah dalam ruang hampa oleh sebab itu menguap lebih cepat ketika minyak dididihkan dalam alat

ini pada suhu yang relatif rendah. Alat ini tidak menghilangkan kotoran pada kendala pertama, sehingga pengotor tetap tinggal

2.4.2 Alat Sentrifugal (*Centrifuge reclaiming*)

Air serat, karbon dan lumpur yang lebih berat dari minyak dapat dipindahkan minyak setelah mengendap. Untuk masalah ini memerlukan waktu lama, sehingga untuk mempercepatnya minyak dipanaskan hingga 45 - 55 °C dan diputar dengan cepat dalam alat sentrifugal. Pengotor akan tertekan ke sisi bejana oleh gaya sentrifugal, sedangkan minyak yang bersih akan tetap berada ditengah bejana. Alat ini mempunyai efesiensi yang tinggi. Alat sentrifugal hampa merupakan pengembangannya

Bagian utama dari drum adalah drum dengan sejumlah besar piring / pelat (hingga 50) yang dipasang pada poros vertikal dan berputar bersama-sama. Karena piring mempunyai spasi sepersepuluh millimeter, piring piring ini membawa minyak karena gesekan dan pengotor berat ditekan keluar..

2.4.3 Penyaringan (*Filtering*)

dapat melalui pori-pori penyaring yang kecil, sementara embun atau uap telah diserap oleh kertas yang mempunyai hygrosopicity yang tinggi. Jadi filter press ini sangat efisien memindahkan pengotor padat dan uap dari minyak yang merupakan kelebihan dari pada alat sentrifugal. Walaupun cara ini sederhana dan lebih mudah untuk dilakukan, keluaran yang dihasilkan lebih sedikit jika dibandingkan dengan alat sentrifugal yang menggunakan kapasitas motor penggerak yang sama. Filter press ini cocok digunakan untuk memisahkan minyak dalam circuit breaker (CB), yang biasanya tercemari oleh partikel jelaga (arang) yang kecil dan sulit dipisahkan dengan menggunakan alat sentrifugal.

2.4.4 Regenerasi (*Regeneration*)

Produk-produk penuaan tidak dapat dipindahkan dari minyak dengan cara sebelumnya. Penyaringan hanya baik untuk memindahkan bagian endapan yang masih tersisa dalam minyak. Semua sifat sifat minyak yang tercemar dapat dipindahkan dengan pemurnian menyeluruh yang khusus yang disebut regenerasi

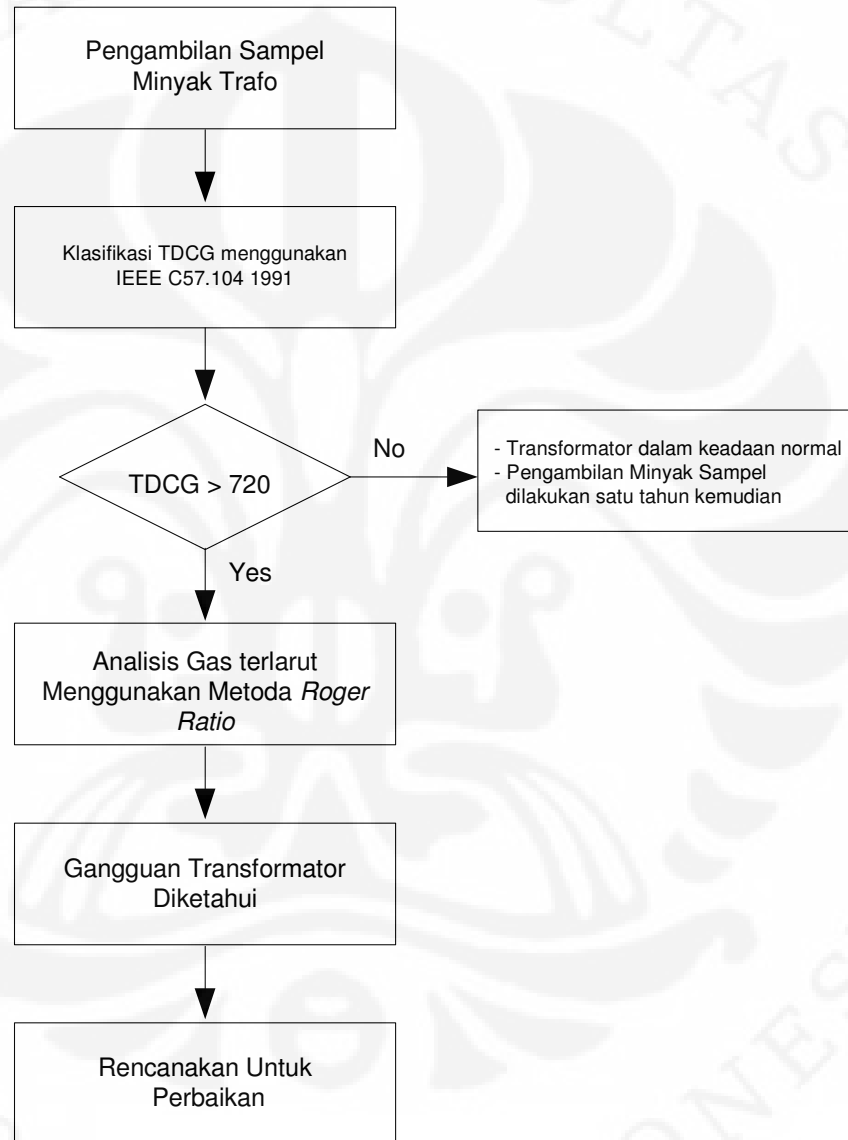
Dalam dengan menggunakan absorben untuk regenerasi minyak transformator sering dipakai di gardu induk dan pembangkit. Adsorben adalah substansi yang partikel partikelnya dapat menyerap produk produk penuaan dan

kelembaban pada permukaannya. Hal yang sama dilakukan adsorben dalam ruang penyaring tabung gas yang menyerap gas beracun dan membiarkan udara bersih mengalir. Regenerasi dengan adsorben dapat dilakukan lebih menyeluruh bila minyak dicampur dengan asam sulfur.



BAB III PENGUMPULAN DATA

3.1 Metoda Pengolahan data



3.2 Pembebanan transformator 70%

Spesifikasi transformator :

Merk/Tahun : Alsthom/1982, Daya : 3800 kVA

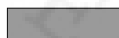
Tegangan : 6.6/0.75kV Volume Oil : 1170 kg

Tahun pemasangan : 1986

Penggantian Minyak : 1 kali

Tabel 3.1 Data Pengukuran Gas Terlarut Pada Pembebanan transformator
70%

No	Date	CO (ppm)	CH4 (ppm)	CO2 (ppm)	C2H2 (ppm)	C2H4 (ppm)	C2H6 (ppm)	H2 (ppm)	Combustible Gas content	Remark
		350	120	2500	35	50	65	100	720	IEEE C57.104 1991 Standard
1	06/03/03	377	59.5	6736	0	32.8	583	138	1190	
2	30/09/03	511	80.0	9739	0	30.7	730	276	1628	FilteRation
3	10/03/04	350	37.5	2918	16.3	8.4	138	183	733	
4	02/07/04	378	41.3	3682	2	12	155	126	714	FilteRation
5	05/02/05	316	35	4281	16.7	9.6	137	51.4	566	
6	15/09/05	520	25.8	7760	0.059	16.6	115	34.3	712	
7	28/02/06	538	38.8	8626	0.46	21.9	129	95.2	823	
8	12/06/07	531	19.6	11311	0	23.4	75.8	46	696	FilteRation
9	17/01/08	27.8	0.81	1059	1.4	2.5	8.5	10.7	52	
10	26/06/08	376	8.3	3764	0.16	7.8	11.1	38.7	442	

 : Nilai melebihi batas normal

3.3 Pembebanan transformator 55%

Spesifikasi transformator :

Merk//tahun : BBC/1982 Daya : 21.2 MMVA

Tegangan : 33//6.6kV Volume Oil : 6300 kg

Tahun pemasangan : 1986

Penggantian Minyak : 1 kali

Tabel 3.2 Data Pengukuran Gas Terlarut Pada Pembebanan transformator
55%

No	Date	CO	CH4	CO2	C2H2	C2H4	C2H6	H2	Combustible Gas content	Remark
		350	120	2500	35	50	65	100	720	IEEE C57.104 1991 Standard
1	02/09/02	194	18.7	5070	211	33.2	0.12	98.4	555	
2	25/09/02	7.7	0	201	4	0.52	0.058	1.9	14	FilteRation
3	10/03/04	66.4	0.68	508	0.011	0.34	1.5	5.7	75	
4	08/03/05	89.4	1.8	1915	4.7	1.6	9.8	6.6	114	
5	31/08/06	35.2	1.1	1012	0.91	1.3	8.4	10	57	FilteRation
6	17/01/08	255	8.2	3649	0.58	5.5	44.1	127	440	
7	26/06/08	433	9.5	6089	1	9	51.8	124	628	

 : Nilai melebihi batas normal


3.4 Pembebanan transformator dengan jenis beban harmonik

Spesifikasi Transformator 1 :

Tegangan : 6.6/0.4kV Volume Oil : 950 kg
 Merk/tahun : BBC/1982 Daya : 2 MVA
 Arus Terukur : 1876 A Tahun pemasangan : 1986
 Impedansi : 6.7 % Penggantian minyak : 1 kali
 TDD : 15 %, standar TDD Maksimum : 8 %

Table 3.3 Data Pembebanan transformator dengan beban harmonik
 dengan TDD = 15 %

No	Date	CO (ppm)	CH4 (ppm)	CO2 (ppm)	C2H2 (ppm)	C2H4 (ppm)	C2H6 (ppm)	H2 (ppm)	Combustible Gas content	Remark
		350	120	2500	35	50	65	100	720	IEEE C57.104 1991 Standard
1	19/01/02	161	69.4	17300	0.29	14.1	805	72.1	1122	
2	10/03/04	166	69.1	18.035	8.4	14.5	885	68.3	1211	Filteration
3	05/02/05	18.4	29.2	5108	13.3	2.1	197	90.3	350	
4	01/03/06	31.8	11	3558	0.17	2.8	114	30	190	
5	11/06/07	69.1	16	5299	4.5	0	179	43.7	312	


 : Nilai melebihi batas normal

Spesifikasi Transformator 2 :

Tegangan : 33/6.6kV Volume Oil : 6300 kg
 Merk/tahun : BBC/1982 Daya : 21.2 MVA
 Arus Terukur : 1150A Tahun pemasangan : 1986
 Impedansi : 8.5 % Penggantian minyak : 1 kali
 TDD : 3 % , standar TDD Maksimum : 5 %

Table 3.4 Data Pembebanan transformator dengan beban harmonik
 dengan TDD = 3%

No	Date	CO (ppm)	CH4 (ppm)	CO2 (ppm)	C2H2 (ppm)	C2H4 (ppm)	C2H6 (ppm)	H2 (ppm)	Combustible Gas content	Remark
		350	120	2500	35	50	65	100	720	IEEE C57.104 1991 Standard
1	10/06/03	98.8	1	938	0.2	0	0.24	17.5	118	
2	10/03/04	75.4	0.65	1456	6.8	1.2	2.2	23.8	110	
3	09/03/05	95.2	3.4	3069	54.6	5.7	10.4	32	201	
4	28/02/06	205	3.2	2852	45.2	12.2	9	70.6	345	
5	10/02/07	91.9	3.1	2015	27.6	16.5	22.5	29.7	191	
6	17/01/08	119	4.8	2935	26.1	21.1	31.6	61.2	264	
7	26/06/08	148	5	3583	25.6	22.6	29.2	88.6	319	

 : Nilai melebihi batas normal

BAB IV

ANALISIS DAN PERHITUNGAN

4.1 Pembebanan transformator 70%

4.1.1 Menentukan jadwal pengujian minyak

Dari data hasil pengujian tabel 3.1 dapat kita ketahui bahwa transformator pada kondisi 2 berdasarkan table 2.3. Yaitu total combustilble gas sebesar 1190 dan 1628. Dari hasil tersebut maka dapat ditentukan pengujian minyak berikutnya yaitu berdasarkan tabel 2.4 berikut :

Kondisi	Tingkat TDCG atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas (Dari tabel A)	Tingkat Kenaikan TDCG (ppm per hari)	Interval Sampling dan Tindakan Pengoperasian	
			Interval Sampling	Tindakan Pengoperasian
Kondisi 1	Nilai TDCG < 720 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tahunan. 6 bulanan untuk transformator tegangan eksta tinggi	Operasi Normal
		10 - 30	Tiga Bulanan	
		> 30	Satu Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
Kondisi 2	721 - 1920 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tiga Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
		10 - 30	Bulanan	
		> 30	Bulanan	
Kondisi 3	1941 - 2630 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Bulanan	Awat. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Mingguan	
		> 30	Mingguan	
Kondisi 4	> 4639 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Mingguan	Awat. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Harian	
		> 30	Harian	Awat. Lakukan Servis. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan

Untuk menentukan nilai TDCG Generation rates adalah sebagai berikut :
Jumlah hari dari tanggal 6 maret sampai 30 September 2003 adalah Kurang lebih 204 hari. Dan selisih TDCG pengujian kedua dengan pengujian pertama adalah :

$$\text{Selisih TDCG} = 1628 - 1190 = 438$$

Sehingga :

$$\text{TDCG Generation rates} = 438/204 = 2.1 \rightarrow <10$$

Maka dengan melihat tabel pada condition 2 dan TDCG Generation rates <10 , dapat kita tentukan pengujian minyak berikutnya adalah tiga bulan kemudian.

4.1.2 Menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi.

Untuk menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi adalah dengan menggunakan metode *Roger Ratio*. Untuk menggunakan metode *Roger Ratio* maka ada syarat yang harus dipenuhi yaitu batas minimal harga dari beberapa gas. Untuk lebih jelasnya pada tabel 2.5 sebagai berikut :

Rentang Kode Ratio	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	Batasan pendeteksian		
< 0.1	0	1	0	C2H2	1 ppm	10 ppm
0.1 - 1	1	1	0	C2H4	1 ppm	10 ppm
1 - 3	1	2	1	CH4	1 ppm	10 ppm
> 3	2	2	2	H2	5 ppm	50 ppm
				C2H6	1 ppm	10 ppm

Agar analisis dengan metoda ini dapat dilakukan maka harus dipilih data yang memenuhi syarat-syarat pada seperti pada tabel diatas. Dari data hasil survey yang memungkinkan untuk melakukan analisis dengan metoda *Roger Ratio* adalah data nomor urut 3 pada tabel 3.1.

Dari data hasil pengujian tersebut kita dapat menentukan *Roger Ratio Code* seperti tabel 4.1 berikut :

Tabel 4.1 *Roger Ratio Code* beban 70%

Gas Ratio			Code
C2H2/ C2H4	16.3/8.4	1.9	1
CH4/H2	37.5/183	0.2	1
C2H4/ C2H6	8.4/138	0.06	0

Dari hasil perhitungan diatas kita dapatkan kode *Roger Ratio* 1 – 1- 0. Kode ini kemudian kita cocokan dengan tabel 2.6 dibawah ini :

Kasus	Tipe Gangguan	Kode <i>Roger Ratio</i>			Masalah yang terjadi
0	Tidak ada gangguan	0	0	0	Normal
1	Low Energy Partial Discharge	1	1	0	Terjadi pelepasan muatan yang disebabkan udara yang terjebak dalam sistem isolasi atau minyak mengandung banyak kadar air
2	High Energy Partial Discharge	1	1	0	Sama seperti diatas, tapi lebih disebabkan oleh perforasi dari isolasi padat yang diakibatkan oleh <i>Sparking</i> atau <i>Arching</i> biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂
3	Low energy discharges, sparking, arching	1-2	0	1-2	<i>Sparking</i> yang terus menerus yang disebabkan oleh kontak yang jelek atau sistem <i>grounding</i> yang jelek ; menurunnya harga dielektrik dari minyak
4	High energy discharges, sparking, arching	1	0	2	Terjadi loncatan bunga api antara gulungan dengan gulungan, atau gulungan dengan <i>ground</i> , atau pada <i>tap changer</i> pada saat <i>switching</i> , atau kebocoran oli dari tank <i>tap changer</i> ke tank utama
5	Thermal fault suhu dibawah 150° C	0	0	1	Isolasi kawat penghantar mengalami <i>over heating</i> , biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂ karena biasanya melibatkan isolasi selulosa
6	Thermal fault suhu antara 150 - 300° C	0	2	0	<i>Overheating</i> pada inti transformator. Hubung singkat pada lapisan laminasi inti. <i>Overheating</i> disebabkan <i>eddy current</i> . Kontak yang jelek pada sisi terminal <i>incoming</i> , atau kontak yang jelek pada <i>tap changer</i> . Terjadi sirkulasi arus antara inti transformer dengan <i>ground</i> karena sistem <i>grounding</i> inti transformer tidak satu titik
7	Thermal fault suhu antara 300 - 700° C	0	2	1	
8	Thermal fault suhu diatas 700° C	0	2	2	Kerusakan isolasi selulosa dan akan menimbulkan gas CO dan CO ₂

Dengan melihat tabel 2.6 diatas maka kode *Roger Ratio* yang sudah kita dapatkan tadi sesuai dengan point 1 dan 2. Ini artinya pada transformator terjadi partial discharge (corona). Corona adalah terjadinya reaksi antara udara yang terjebak didalam isolasi kumparan transformator dengan medan listrik yang tinggi sehingga ini akan menyebabkan udara tersebut akan mengikis isolasi kawat kumparan dari dalam secara perlahan—lahan.

Secara keseluruhan dari data hasil survey dapat kita lihat bahwa nilai gas untuk CO, CO₂ cenderung besar dan naik, ini mengindikasikan terjadinya kerusakan pada isolasi kawat kumparan transformator yang disebabkan oleh partial discharge ini terlihat gas hidrogen (H₂) juga cukup tinggi. Sedangkan kecenderungan tingginya nilai gas C₂H₆ dikarenakan minyak mengalami *over heating* yang disebabkan oleh beban yang tinggi.

4.2 Pembebanan Transformator 55%

4.2.1 Menentukan jadwal pengujian minyak

Dari data hasil pengujian tabel 3.2 dapat kita ketahui bahwa transformator pada kondisi 1 berdasarkan table 2.3. Yaitu total combustilble gas masih dibawah 720. Dari hasil tersebut maka kita dapat menentukan pengujian minyak berikutnya yaitu berdasarkan tabel 2.4 berikut :

Kondisi	Tingkat TDCG atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas (Dari tabel A)	Tingkat Kenaikan TDCG (ppm per hari)	Interval Sampling dan Tindakan Pengoperasian	
			Interval Sampling	Tindakan Pengoperasian
Kondisi 1	Nilai TDCG < 720 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tahunan. 6 bulanan untuk transformator tegangan eksta tinggi	Operasi Normal
		10 - 30	Tiga Bulanan	
		> 30	Satu Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
Kondisi 2	721 - 1920 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tiga Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
		10 - 30	Bulanan	
		> 30	Bulanan	
Kondisi 3	1941 - 2630 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Bulanan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Mingguan	
		> 30	Mingguan	
Kondisi 4	> 4639 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Mingguan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Harian	
		> 30	Harian	Awas. Lakukan Servis. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan

Untuk menentukan nilai TDCG Generation rates adalah dengan mengambil salah satu dari hasil pengujian yang memiliki nilai selisih antara antara hasil pengujian kedua dan pertama yang paling besar.

Jumlah hari dari tanggal 17 Januari sampai 26 Juni 2008 adalah kurang lebih 204 hari. Dan selisih TDCG pengujian kedua dengan pengujian pertama adalah : 159 hari

$$\text{Selisih TDCG} = 628 - 440 = 188$$

Sehingga :

$$\text{TDCG Generation rates} = 188/159 = 1.2 \rightarrow <10$$

Maka dengan melihat tabel pada condition 1 dan TDCG Generation rates <10, dapat kita tentukan pengujian inyak berikutnya adalah satu tahun kemudian.

4.2.1 Menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi.

Untuk menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi adalah dengan menggunakan metode *Roger Ratio*. Untuk menggunakan metode *Roger Ratio* maka ada syarat yang harus dipenuhi yaitu batas minimal harga dari beberapa gas. Untuk lebih jelasnya pada tabel 2.5 sebagai berikut :

Rentang Kode Ratio	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	Batasan pendeteksian		
< 0.1	0	1	0	C2H2	1 ppm	10 ppm
0.1 - 1	1	1	0	C2H4	1 ppm	10 ppm
1 - 3	1	2	1	CH4	1 ppm	10 ppm
> 3	2	2	2	H2	5 ppm	50 ppm
				C2H6	1 ppm	10 ppm

Agar analisis dengan metoda ini dapat dilakukan maka harus dipilih data yang memenuhi syarat-syarat pada seperti pada tabel diatas. Dari data hasil survey yang didapat, terlihat semua data hasil pengujian tidak ada yang memenuhi syarat untuk melakukan analisis menggunakan *Roger Ratio*. Ini disebabkan karena transformator dalam kondisi baaik dan tidak perlu dilakukan analisis lebih dalam lagi.

4.3 Pembebanan transformator dengan beban yang bersifat harmonik

4.3.1 Beban harmonik dengan TDD = 15%

Menentukan jadwal pengujian minyak

Dari data hasil pengujian tabel 3.3 dapat kita ketahui bahwa transformator pada kondisi 2 berdasarkan table 2.3. Yaitu total combustilble gas sebesar 1122 dan 1211. Dari hasil tersebut maka dapat kita tentukan pengujian minyak berikutnya yaitu berdasarkan tabel 2.4 berikut :

Kondisi	Tingkat TDCG atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas (Dari tabel A)	Tingkat Kenaikan TDCG (ppm per hari)	Interval Sampling dan Tindakan Pengoperasian	
			Interval Sampling	Tindakan Pengoperasian
Kondisi 1	Nilai TDCG < 720 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tahunan. 6 bulanan untuk transformator tegangan eksta tinggi	Operasi Normal
		10 - 30	Tiga Bulanan	
		> 30	Satu Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
Kondisi 2	721 - 1920 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tiga Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
		10 - 30	Bulanan	
		> 30	Bulanan	
Kondisi 3	1941 - 2630 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Bulanan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Mingguan	
		> 30	Mingguan	
Kondisi 4	> 4639 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Mingguan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Harian	
		> 30	Harian	Awas. Lakukan Servis. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan

Untuk menentukan nilai TDCG Generation rates adalah sebagai berikut :
 Jumlah hari dari tanggal 19 Januari 2002 sampai 10 Maret 2004 adalah Kurang lebih 771 hari. Dan selisih TDCG pengujian kedua dengan pengujian pertama adalah :

$$\text{Selisih TDCG} = 1211 - 1122 = 89$$

Sehingga :

$$\text{TDCG Generation rates} = 89/771 = 0.1 \rightarrow <10$$

Maka dengan melihat tabel pada condition 2 dan TDCG Generation rates <10, dapat kita tentukan pengujian minyak berikutnya adalah tiga bulan kemudian.

Menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi.

Untuk menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi adalah dengan menggunakan metode *Roger Ratio*. Untuk menggunakan metode *Roger Ratio* maka ada syarat yang harus dipenuhi yaitu batas minimal harga dari beberapa gas. Untuk lebih jelasnya pada tabel 2.5 sebagai berikut :

Rentang Kode Ratio	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	Batasan pendeteksian		
< 0.1	0	1	0	C2H2	1 ppm	10 ppm
0.1 - 1	1	1	0	C2H4	1 ppm	10 ppm
1 - 3	1	2	1	CH4	1 ppm	10 ppm
> 3	2	2	2	H2	5 ppm	50 ppm
				C2H6	1 ppm	10 ppm

Agar analisis dengan metoda ini dapat dilakukan maka harus dipilih data yang mendekati syarat-syarat pada tabel diatas. Dari data hasil survey yang memungkinkan untuk melakukan analisis dengan metoda *Roger Ratio* adalah data pengujian nomor urut 2 pada tabel 3.4. Dari data hasil pengujian tersebut kita dapat menentukan *Roger Ratio Code* sebagai berikut :

Tabel 4.2 *Roger Ratio Code* beban harmonik

Gas Ratio			Code
C2H2/ C2H4	8.4/14.5	0.02	0
CH4/H2	69.1/68.3	1.01	2
C2H4/ C2H6	14.5/885	0.016	0

Dari hasil perhitungan diatas kita dapatkan kode *Roger Ratio* 0 – 2- 0. Kode ini kemudian kita cocokkan pada Tabel 2.6 berikut ini :

Kasus	Tipe Gangguan	Kode Roger Ratio			Masalah yang terjadi
0	Tidak ada gangguan	0	0	0	Normal
1	Low Energy Partial Discharge	1	1	0	Terjadi pelepasan muatan yang disebabkan udara yang terjebak dalam sistem isolasi atau minyak mengandung banyak kadar air
2	High Energy Partial Discharge	1	1	0	Sama seperti diatas, tapi lebih disebabkan oleh perforasi dari isolasi padat yang diakibatkan oleh <i>Sparking</i> atau <i>Arching</i> biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂
3	Low energy discharges, sparking, arching	1-2	0	1-2	<i>Sparking</i> yang terus menerus yang disebabkan oleh kontak yang jelek atau sistem <i>grounding</i> yang jelek ; menurunnya harga dielektrik dari minyak
4	High energy discharges, sparking, arching	1	0	2	Terjadi loncatan bunga api antara gulungan dengan gulungan, atau gulungan dengan <i>ground</i> , atau pada <i>tap changer</i> pada saat <i>switching</i> , atau kebocoran oli dari tank <i>tap changer</i> ke tank utama
5	Thermal fault suhu dibawah 150° C	0	0	1	Isolasi kawat penghantar mengalami <i>over heating</i> , biasanya menimbulkan gas CO dan CO ₂ karena biasanya melibatkan isolasi selulosa
6	Thermal fault suhu antara 150 - 300° C	0	2	0	<i>Overheating</i> pada inti transformator. Hubung singkat pada lapisan laminasi inti. <i>Overheating</i> disebabkan <i>eddy current</i> . Kontak yang jelek pada sisi terminal <i>incoming</i> , atau kontak yang jelek pada <i>tap changer</i> . Terjadi sirkulasi arus antara inti transformator dengan <i>ground</i> karena sistem <i>grounding</i> inti transformator tidak satu titik
7	Thermal fault suhu antara 300 - 700° C	0	2	1	
8	Thermal fault suhu diatas 700° C	0	2	2	Kerusakan isolasi selulosa dan akan menimbulkan gas CO dan CO ₂

Dengan melihat tabel diatas maka kode *Roger Ratio* yang sudah kita dapatkan tadi sesuai dengan point 6 pada tabel diatas. Ini artinya pada transformator terjadi Thermal Fault dengan suhu antara 150-300⁰C. Penyebab overheat ini disebabkan oleh beban harmonik yang menyebabkan transformator menjadi panas dan beban faktor pembebanan.

4.3.2 Beban harmonik dengan TDD = 3%

Menentukan jadwal pengujian minyak

Dari data hasil pengujian tabel 3.4 dapat kita ketahui bahwa transformator pada kondisi 1 berdasarkan table 2.3. Yaitu total combustilble gas masih dibawah 720. Dari hasil tersebut maka kita dapat menentukan pengujian minyak berikutnya yaitu berdasarkan tabel 2.4 berikut :

Kondisi	Tingkat TDCG atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas (Dari tabel A)	Tingkat Kenaikan TDCG (ppm per hari)	Interval Sampling dan Tindakan Pengoperasian	
			Interval Sampling	Tindakan Pengoperasian
Kondisi 1	Nilai TDCG < 720 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tahunan. 6 bulanan untuk transformator tegangan eksta tinggi	Operasi Normal
		10 - 30	Tiga Bulanan	
		> 30	Satu Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
Kondisi 2	721 - 1920 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Tiga Bulanan	Perhatian, Analisis Penyebab dari Masing-masing Gas
		10 - 30	Bulanan	
		> 30	Bulanan	
Kondisi 3	1941 - 2630 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Bulanan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Mingguan	
		> 30	Mingguan	
Kondisi 4	> 4639 ppm, atau Nilai Tertinggi dari Masing-masing Gas	< 10	Mingguan	Awas. Rencanakan untuk mematikan Transformer. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan
		10 - 30	Harian	
		> 30	Harian	Awas. Lakukan Servis. Hubungi Produsen Pembuat atau Konsultan untuk Mengetahui Tindakan yang Harus Dilakukan

Untuk menentukan nilai TDCG Generation rates adalah dengan mengambil salah satu dari hasil pengujian yang memiliki nilai selisih antara antara hasil pengujian kedua dan pertama yang paling besar.

Jumlah hari dari tanggal 17 Januari sampai tanggal 26 Juni 2008 adalah kurang lebih 160 hari. Dan selisih TDCG pengujian kedua dengan pengujian pertama adalah : 160 hari.

$$\text{Selisih TDCG} = 319 - 264 = 55$$

Sehingga :

$$\text{TDCG Generation rates} = 55/160 = 0.34 \rightarrow <10$$

Maka dengan melihat tabel 2.4, pada condition 1 dan TDCG Generation rates <10, dapat kita tentukan pengujian minyak berikutnya adalah satu tahun kemudian.

Menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi.

Untuk menentukan kondisi yang terjadi pada transformator selama beroperasi adalah dengan menggunakan metode *Roger Ratio*. Untuk menggunakan metode *Roger Ratio* maka ada syarat yang harus dipenuhi yaitu batas minimal harga dari beberapa gas. Untuk lebih jelasnya pada tabel 2.5 sebagai berikut :

Rentang Kode Ratio	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6	Batasan pendeteksian		
< 0.1	0	1	0	C2H2	1 ppm	10 ppm
0.1 - 1	1	1	0	C2H4	1 ppm	10 ppm
1 - 3	1	2	1	CH4	1 ppm	10 ppm
> 3	2	2	2	H2	5 ppm	50 ppm
				C2H6	1 ppm	10 ppm

Agar analisis dengan metoda ini dapat dilakukan maka harus dipilih data yang memenuhi syarat-syarat pada seperti pada tabel diatas. Dari data hasil survey yang didapat, terlihat semua data hasil pengujian tidak ada yang memenuhi syarat untuk melakukan analisis menggunakan *Roger Ratio*. Ini disebabkan karena transformator dalam kondisi baik dan tidak perlu dilakukan analisis lebih dalam lagi.

Dari uraian diatas dapat kita simpulkan pada tabel beriku berikut :

Tabel 4.3 Perbandingan Nilai TDCG transformator

Gas	Standard	Beban 70%	Beban 55%	Beban harmonik	
				TDD = 15 %	TDD = 3 %
Total Combustible Gas (TCG)	720	1628	628	1211	319
Action		Pengukuran minyak trafo berikutnya tiga bulan kemudian	Pengukuran minyak trafo tiga bulan kemudian	Pengukuran minyak trafo berikutnya tiga bulan kemudian	Pengukuran minyak trafo tiga bulan kemudian
Indication		Partial Discharge (Corona), Kerusakan isolasi, Over heat	Trafo beroperasi Normal	Kerusakan Isolasi, Thermal Fault dengan suhu antara 150-300 ⁰ .	Trafo beroperasi Normal

Untuk mempermudah analisis, berikut adalah indikasi-indikasi dari tiap-tiap individu gas yang terlarut :

Tabel 4.4 Indikasi-indikasi kerusakan transformator

No	Indikasi	Ciri-ciri gas yang terlarut
1	Kerusakan Sistem Isolasi Padat	CO, CO ₂
2	Thermal Over Heating	C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , CH ₄
3	Arcing	H ₂ , C ₂ H ₂
4	Partial Discharge	H ₂

BAB V

KESIMPULAN

Dari uraian diatas dapat disimpulkan bahwa :

1. Pengaruh pembebanan pada transformator akan mempengaruhi suhu minyak transformator. Ini terlihat dari data hasil pengujian untuk pembebanan 70% , nilai *Total Combustible Gases (TCG)* adalah 1628 ppm sedangkan batas maksimumnya adalah 720 ppm. Sedangkan untuk pembebanan 55 % , nilai *Total Combustible Gases (TCG)* adalah 628 ppm. sedangkan batas maksimumnya adalah 720 ppm. Oleh karena itu transformator yang memiliki beban tinggi harus dilakukan pengujian minyak lebih sering.
2. Pengaruh jenis beban yang bersifat harmonik tinggi terhadap transformator akan meningkatkan suhu minyak transformator. Ini terlihat dari data hasil pengujian bahwa nilai *Total Combustible Gases (TCG)* untuk beban harmonik dengan TDD : 15% adalah 1211 ppm, dan untuk beban harmonik dengan TDD : 3%, nilai *Total Combustible Gases (TCG)* adalah 319 ppm. Sedangkan untuk standar maksimumnya adalah 720 ppm.

DAFTAR REFERENSI

- [1] Anwar Huda, Drs., Ferry Nugraha, Dipi.kim.,Togas, Jakarta, Energi dan Listrik, 1994
- [2] Siswanto Cahya Bhuwana., Power Transformer Fault Diagnosis, Jakarta, Industrial Maintenance Sistem, 2009
- [3] Rudy Setiabudy, Material Teknik Listrik, Jakarta, UI-Press, 2007
- [4] <http://id.wikipedia.org/wiki/Transformator>
- [5] <http://www.scribd.com/doc/26804497/teori-trafo>

LAMPIRAN

Meeting IEEE 519-1992 Harmonic Limits

Using HarmonicGuard® Passive Filters

Written By:

John F. Hibbard

Michael Z. Lowenstein

Abstract

With the advent of IEEE 519-92, the increasing demand by utilities for power factor improvement, and the proliferation of non-linear loads in industrial power distribution systems, specification of harmonic mitigation has become common. Questions arise regarding the performance of passive harmonic trap filters in removing harmonic distortion.

Data from a number of TCI HarmonicGuard® trap filter installations have been collected which illustrate how closely IEEE 519-92 limits can be met. HarmonicGuard® filters have been installed, both for power factor improvement and to meet harmonic distortion limits based on IEEE 519-92.

A computer model has been developed to help predict the harmonic reduction that can be expected for specific load-filter combinations and the model has been verified with field data. This paper outlines and explains the computer model and details the application of harmonic trap filters. Computer-generated design curves are provided which can be used by a system designer to predict success in meeting harmonic specifications using HarmonicGuard® trap filters.

IEEE 519, 1981

IEEE 519, "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," was published in 1981. The document established levels of voltage distortion acceptable to the distribution system. This document has been widely applied in establishing needed harmonic correction throughout the electrical power industry. However with the increase in industrial usage of adjustable speed drives, rectifiers, and other non-linear

loads, it became apparent that a rewrite of IEEE 519, treating the relationship of harmonic voltages to the harmonic currents flowing within industrial plants, was necessary to support control of harmonic voltages. The new IEEE 519, published in 1992, sets forth limits for both harmonic voltages on the utility transmission and distribution system and harmonic currents within the industrial distribution systems. Since harmonic voltages are generated by the passage of harmonic currents through distribution system impedances, by controlling the currents or system impedances within the industrial facility, one can control harmonic voltages on the utility distribution.

Unfortunately, there is some user confusion regarding the application and intent of the information included in IEEE 519, 1992. Section 10, "Recommended Practices for Individual Consumers" describes the current distortion limits that apply within the industrial plant. Consulting engineers and applications engineers may not be clear as to the proper use of Table 10.3, which outlines the limits of harmonic distortion as a function of the nature of the electrical distribution system.

This paper will explain, with examples, the proper use and interpretation of this table. Using a computer model, we have outlined the level of distortion one might expect to encounter for various types of loads and distribution systems and the level of correction obtainable through the use of line reactors and passive harmonic trap filters has been detailed. It is hoped that the readers of this paper will come away with a better understanding of the meaning and application of IEEE 519, 1992.

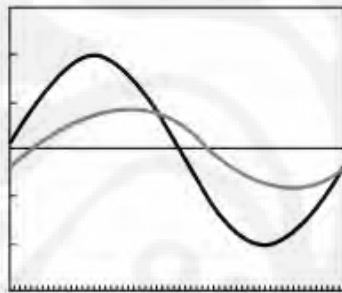
TCI Trans-Coil, Inc.
7878 North 86th Street
Milwaukee, WI 53224
(414) 357-4480
FAX (414) 357-4484
PQ Helpline (800) TCI-8282
www.transcoil.com

Generation of Harmonic Currents

Power electronic equipment is called non-linear because it draws non-sinusoidal current. Fig. 1a shows the linear relationship between voltage and current for one phase of a 3-phase induction motor connected to the line, while Fig. 1b shows the non-linear current drawn by the same motor powered by an adjustable drive.

IEEE 519, 1992 defines a harmonic as, "A sinusoidal component of a periodic wave or quantity having a frequency that is an integral multiple of the fundamental frequency."

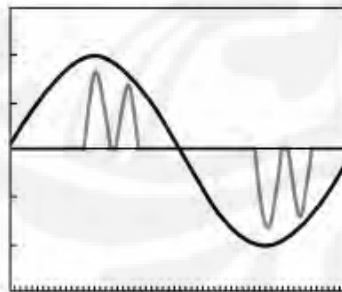
Linear Current



■ VOLTAGE ■ LAGGING CURRENT

Figure 1a

Non-Linear Current



■ VOLTAGE ■ CURRENT

Figure 1b

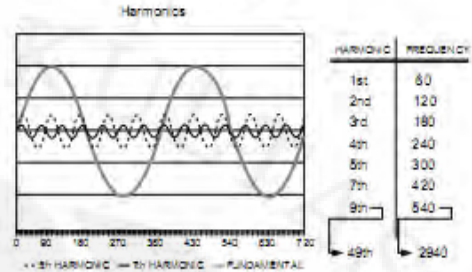


Figure 2a

Fig. 2a illustrates the frequency relationship of a number of harmonics. As the graph clearly shows, the 5th harmonic has five complete waves for each complete fundamental wave. It is important to remember that harmonic phenomena are "periodic" which indicates their continuous nature. While impulses or spikes in the power system may contain multiples of the fundamental frequency, it is the continuous phenomena which are addressed in the IEEE document and in this paper.

Currents drawn by non-linear loads are rich in harmonics. The harmonics present are a function of the distribution system and the circuit configuration of the distorting load. Typical industrial power systems are:

- 3-phase delta with loads connected phase-to-phase
- 3-phase 4-wire wye with loads connected phase-to-phase
- single phase loads connected phase-to-neutral

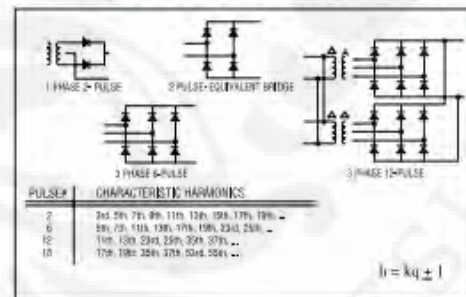


Figure 2b

Fig. 2b illustrates the most commonly utilized rectifier circuits. The harmonic frequencies produced by each of the circuits are characteristic of the number of rectifiers (or pulse number) in the circuit, and are called "Characteristic Harmonics." They can be determined using the equation, $h = kq \pm 1$, where h equals the harmonic number, k equals an integer, and q equals the pulse number. The table in Fig 2b contains characteristic harmonics of various rectifier circuits. Lower harmonics are eliminated when more rectifiers are used, but increasing complexity and cost of the circuit often offset the advantages of reduced harmonics. Note that for illustration purposes, diodes have been used in the circuits. The same circuits could contain SCR's instead of diodes with no change in the characteristic harmonics. Also observe that only odd harmonics are produced. Half-wave converters, which result in the production of even harmonics, are not approved for new installations, and it is recommended that they be phased out of older systems as quickly as possible.

While the characteristic harmonics are a function of the number of rectifiers in the circuit, the relative magnitudes of each harmonic depend on the parameters of the load(s) and the distribution system. As one might expect the number of possible load/distribution configurations is almost limitless. By concentrating on 3-phase loads connected to a typical 3-phase distribution system, we will be analyzing those systems that dominate the industry and are the highest consumers of power. The principles discussed are applicable to any load or system.

IEEE 519, 1992

Current Distortion Limits

Maximum Harmonic Current Distortion in % of I_L						
Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)						
I_{avg}/I_L	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h$	TDD
<20*	4.0	3.0	2.5	2.0	1.5	5.0
20-30	7.0	5.0	4.0	3.0	2.0	6.0
30-100	10.0	7.0	5.0	4.0	3.0	7.0
100-1000	15.0	10.0	7.0	5.0	4.0	10.0
>1000	25.0	15.0	10.0	7.0	5.0	20.0

Even Harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits. TDD refers to Total Distortion and is based on the average maximum demand current of the harmonics at the PCC frequency, taken at the PCC.

*All power generation equipment is limited to these values at current distortion equivalent (CDE) I_L .

I_{avg} = Maximum average circuit current at the PCC
 I_L = Maximum demand (load current plus inrush) at the PCC
 h = Harmonic number

Figure 3

Fig. 3 is a representation of Table 10.3 from IEEE 519, 1992. In order to appreciate the impact of this IEEE document, it is important to understand the meaning of the terms used in Table 10.3.

1) PCC

PCC is the Point of Common Coupling and is probably the most important and most controversial term in the entire document. It is defined as the electrical connecting point or interface between the utility distribution system and the customer's or user's electrical distribution system. While simple in concept, identification of this point is sometimes misunderstood, which leads to confusion and mis-application of the specifications in the table.

Fig. 4 represents a typical small distribution system. The utility distributes power at 69 kV. The utility feeds a distribution line with 13,800 volt 3-phase 60 Hz power through an 8.5% impedance distribution 20 mVA transformer. The factory uses a 1000 kVA 6.7% impedance service transformer to step the 13,800 volts down to 480 volts, which is bused throughout the plant.

The columns of Table 10.3 which should be used to determine harmonic limits will depend on the location of the point of common coupling. PCC-1 is the primary of the service transformer. Often when the customer owns the service transformer, the utility will meter the medium voltage (in this case, 13,800 volts) at this point. If the utility meters the 480 volt bus, PCC-2 is the interface. As we shall see shortly, the allowable harmonic distortion depends on the defined PCC.

There is often a tendency to apply the limits of Table 10.3 to an individual load, as represented by point "A" in Fig. 4. One must remember that any distortion at this point is produced by the drive when it is operating,

and will not affect the drive's functions. Furthermore, high distortion at point A does not necessarily result in out-of-limit distortion on the distribution system. If an attempt is made to meet limits for each individual load, one discovers either that currently available technology is incapable of doing the job, or high-cost equipment is needed. If one remembers that IEEE 519, 1992 is meant to apply to system harmonic distortion, rather than to individual load distortion, unnecessary expense can be avoided. (As we will discover later, the most effective way to meet harmonic distortion limits is to filter the harmonics at each individual load and measure them at the PCC.)

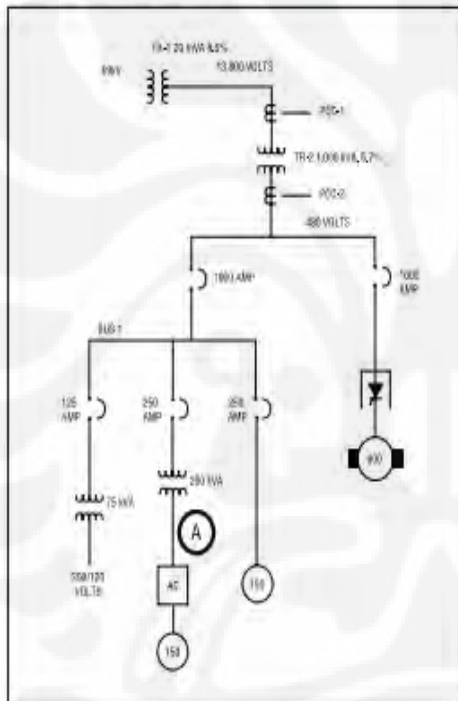


Figure 4

The selection of the PCC within the system is often done by the utility. However, plant engineers and specifying engineers should be aware of the effect the location of the PCC has on harmonic limits, and should work with the utility to ensure that the spirit of IEEE 519, 1992 is met without excessive expense to industry.

2) I_{sc}

I_{sc} is the available short circuit current at the point of common coupling. The I_{sc} is determined by the size, impedance, and voltage of the service feeding the PCC.

3) I_L

I_L is the maximum demand load current (fundamental frequency component) measured at the PCC. It is suggested that existing facilities measure this over a period of time and average it. Those creating new designs should calculate the I_L using anticipated peak operation of the facility.

Examples:

The proper use of the data in Table 10.3 can be illustrated with several sample calculations based on the system outlined in Fig 4

Sample Calculations:	
Data TR-1: 20 mVA, (20,000kVA) 8.5% impedance, 69kV to 13,800 V TR-2: 1,000 kVA, 6.7% impedance, 13,800 V to 480 V Measured I_L : 1,000 amps Measured Distortion: 90 amps 5th, 44 amps 7th	
I_{sc} PCC-1 $I_{sc} = \frac{\text{Full Load Current, TR-1}}{\text{Impedance, TR-1}}$ $\text{Full Load Current} = \frac{20,000 \text{ kVA}}{13,800 \text{ V} \times \sqrt{3}} \times 1,000$ $= 838 \text{ amps}$ $I_{sc} = \frac{838 \text{ amps}}{0.085}$ $I_{sc} \text{ (PCC-1)} = 9,858 \text{ amps}$	TDD And % Distortion of Each Harmonic $\text{TDD} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \times 100$ $= \frac{\text{Fundamental Maximum Demand}}{1,000} \times 100 = 10\%$ $\text{5th Harmonic} = \frac{90 \text{ amps}}{1,000 \text{ amps}} \times 100$ $\text{5th} = 9\%$ $\text{7th Harmonic} = \frac{44 \text{ amps}}{1,000 \text{ amps}} \times 100$ $\text{7th} = 4.4\%$
I_{sc} PCC-2 $I_{sc} = \frac{\text{Full Load Current, TR-2}}{\text{Impedance, TR-2}}$ $\text{Full Load Current} = \frac{1,000 \text{ kVA}}{480 \text{ V} \times \sqrt{3}} \times 1,000$ $= 1,204 \text{ amps}$ $I_{sc} = \frac{1,204 \text{ amps}}{0.067}$ $I_{sc} \text{ (PCC-2)} = 17,970 \text{ amps}$	I_{sc} / I_L at PCC-1 $\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{13,800 \text{ V}}{1,000 \text{ V}} \left(\frac{480}{13,800} \right)$ $= (1,000 \text{ amps}) \left(\frac{480}{13,800} \right)$ $= 34.8 \text{ amps}$ $\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{9,858 \text{ amps}}{34.8 \text{ amps}} = 283$
I_{RMS} of The Load $I_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}$ $= \sqrt{I_{\text{Fundamental}}^2 + I_5^2 + I_7^2}$ $= \sqrt{1000^2 + 90^2 + 44^2}$ $= 1,005 \text{ amps}$	I_{sc} / I_L at PCC-2 $\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{17,970 \text{ amps}}{1,000 \text{ amps}} = 17.97$

4) I_{sc}/I_L

I_{sc}/I_L is a measure of the ratio of the available short circuit fault current at the PCC to the maximum demand load current (fundamental frequency component) at the same point. It is a measure of the "stiffness" of the electrical system relative to the load. For example, if Niagara Falls is available to feed a small load, the ratio is larger (>1000). If a small transformer with just enough capacity for the load is the only available power source, the ratio is small (<20).

5) TDD

TDD stands for Total Demand Distortion, based on the maximum demand load current (fundamental frequency component). It is a measure of the Total Harmonic current distortion at the PCC for the total connected load. TDD is not intended to be the limits for any individual load within the distribution system.

6) Harmonic Order ($h < 11$, $11 \leq h < 17$, etc.)

These columns indicate the limits for any individual harmonic current at the PCC, expressed as a percentage of the fundamental frequency portion of the maximum demand load current.

PCC-1 As The Measuring Point

If PCC-1 is the measuring point, the data from Table 10.3 show that TDD permitted for an I_{sc}/I_L ratio of 283 is 15%. The 5th and 7th harmonics are each permitted to be 12%. The values measured (10% TDD, 9% 5th, and 4.4% 7th) are within the permitted limits and no further action is warranted. This should be expected, since a relatively small 1000 amp (830 kVA) load is being fed by a relatively stiff (20 mVA) system transformer.

PCC-2 As the Measuring Point

If PCC-2 is the measuring point, the data from Table 10.3 show that TDD permitted for an I_{sc}/I_L ratio of 18 is 5%. The 5th and 7th harmonics are each permitted to be 4%. The values measured are all greater than the permitted limits and this system would need harmonic mitigation to meet the requirements of IEEE 519, 1992. This is an example of a small load on a system which is only adequate for that load.

Increasing The Ratio To Meet Harmonic Limits

One way to meet harmonic limits is to increase the "stiffness" of the system, thereby moving into a new row on Table 10.3 and increasing the permitted harmonic levels. This can be done by installing a larger service transformer (in effect "de-rating" the transformer) or by installing a special "K" rated transformer which has a lower impedance. Suppose, in the previous example, TR-2 is replaced with a 2500

kVA "K" rated transformer of 3.7% impedance. I_{sc}/I_L is now 81.

With the new transformer, and PCC-2 as the measuring point, the data from Table 10.3 show that TDD permitted for an I_{sc}/I_L ratio of 81 is 12%. The 5th and 7th harmonics are each permitted to be 10%. The values measured are all within the permitted limit and no further action is warranted.

Replacing the transformer, however, is not usually an economically viable solution to this type of problem. Replacement is expensive, and the transformer is now oversized for the load. The larger transformer has a high magnetizing current and, because it is lightly loaded, a lower (worse) power factor exists. Additional valuable real estate either inside or outside the facility is used. More practical solutions include the use of line reactors and passive harmonic filters.

Distortion Level Predictions

Predicting distortion levels in practical application is far more complicated than it appears at first glance. Although it is convenient to think of non-linear loads as harmonic "current generators," in reality the inductive impedance is what affects the levels of harmonic currents drawn by these loads. Therefore, we cannot treat loads as ideal generators. It is only partially correct to assume a "typical" harmonic current spectrum for a particular load and then attempt to determine the resulting distortion levels.

One can model a wide range of distribution system/linear loads/non-linear loads using PSPICE, an electronic circuit simulator software package available from MicroSim Corporation of Irvine, California. PSPICE is based on the SPICE2 circuit simulation program developed at Berkeley in early 1970's. This program has become the *de facto* standard for analog circuit simulation.

Available components such as voltage sources, capacitors, inductors, resistors, diodes, SCR's, etc., may be used to construct circuits. Real world parasitic characteristics can be included. PSPICE simulates the behavior of the circuit over a user-defined window of time, and an output file is created which allows the programmer to probe circuit voltages and currents and to perform a Fourier analysis of any voltage or current.

As stated earlier, the investigation of harmonic distortion undertaken in this paper is limited to 3-phase loads operating on a 3-phase distribution system.

Since IEEE 519, 1992 is intended to be a guideline for an entire plant, and since virtually all plants contain a mix of both linear and non-linear loads, the simplified one-line diagrams depicted in Figs. 5a - 5c were chosen as the basis of investigation. The advantages of using these circuits are:

- 1) The horsepower of the linear load may be changed relative to the non-linear load so that the percentage of the total load which is non-linear may be varied.

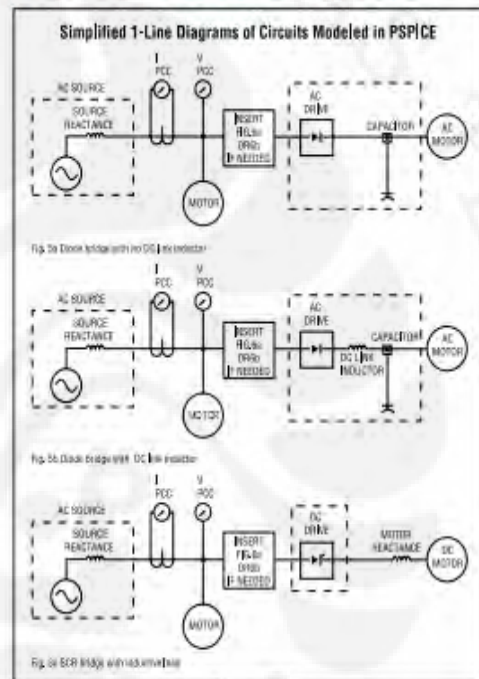


Figure 5

- 2) The impedance of the source may be varied to simulate any I_{sc}/I_L that is likely to appear in actual application.
- 3) A 3-phase line reactor (Fig. 6a) and 3-phase harmonic trap filter with line reactor (Fig. 6b) may be added ahead of the non-linear load for investigative purposes.

The values of the major circuit elements used in all of the simulations are:

- 1) All simulations are based on a 100 hp non-linear load. In the case of the AC PWM drive with no DC link inductor, the DC capacitor is set at 7,500 μF . For the

AC PWM drive with a DC link inductor, the DC inductor is set at 0.5 mH, and the DC capacitor is set at 7,500 μ F. For the DC drive, the DC inductance is set at 2.5 mH.

Not all 100hp non-linear loads have exactly these values of capacitance and/or inductance, but these represent values used in the vast majority of non-linear loads produced today.

- 2) The linear motor is set to accommodate 900 to 0 hp, so the 100 hp non-linear load represents 10% to 100% of the total connected load.
- 3) The inductive impedance of the 3-phase voltage source is varied to represent an I_{sc}/I_L ratio of 5 to 1000 (corresponds to 20% impedance to 0.1% impedance respectively).

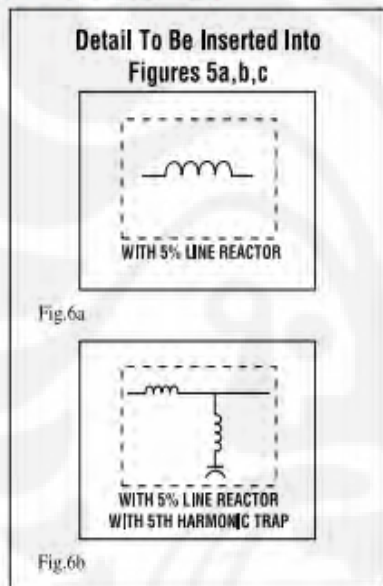


Figure 6

- 4) The impedance of the 3-phase line reactor (when used) is set at 5%. The harmonic trap filter (when used) is set at 30 kVAR for the AC PWM drive simulations and 40 kVAR for the DC drive simulation.
- 5) All simulations were done on a full 3-phase system.
- 6) All parasitic circuit elements that would affect the low-order harmonic response of the system including wire resistance, inductor winding resistance, inductor

core losses, capacitor ESR, solid-state device snubbers, etc., are present.

Circuit Review

Most Common 3-Phase Loads

The most common 3-phase non-linear loads found today are the full-wave rectification units which utilize SCR's or diodes as the main rectifying element. Most DC adjustable speed drives, AC PWM drives, large uninterruptable power supplies, 3-phase electronic welders, 3-phase DC power supplies, etc., consist of a 6-pulse power rectifying bridge. The bridge either supplies DC directly to the load or to another section of electronics which converts the DC to another form of electrical energy such as variable voltage, variable frequency AC.

The rectifier section is usually followed by a power filter consisting of inductors and/or capacitors which filter the DC as required by the load or inverter section. It is the presence of these filtering elements (inductance and capacitance) which controls the shape of the AC line current and therefore the magnitude of the harmonic currents. The difference in the general shape of the line current waveform when comparing a "DC" drive with an "AC" drive is dependent upon whether the DC filtering circuit is inductive or capacitive in nature.

Loads With Capacitive DC Circuits (Fig. 5a)

If the DC circuit is capacitive in nature with very little or no DC circuit inductance, the line current waveform will be rounded in shape with a very poor form factor (peak to RMS current ratio). Wave shape will be largely controlled by the amount of reactance on the AC side of the rectifier. This is true for some AC PWM drives which utilize a large DC capacitor as a voltage ripple filter.

The quantity of harmonics in these loads is almost entirely controlled by the amount of AC line reactance. If the AC line reactance is relatively low (high I_{sc}/I_L), the current will have a poor form factor and be rich in harmonics. If, on the other hand, the AC line reactance is relatively high (low I_{sc}/I_L), the form factor will be improved and the harmonic content will be lower.

Loads With Inductive/Capacitive DC Circuits (Fig. 5b)

If the DC circuit contains both inductance and capacitance, the nature of the line current waveform will be similar to that of loads with inductive DC circuits. Most AC PWM drives fall into this category as they contain a large DC inductor in addition to the DC capacitor. The addition of the inductor is generally intended to reduce the amount of ripple current in the capacitor, so the DC presented to the inverter is improved.

Loads With Inductive DC Circuits (Fig. 5c)

If the DC filter is inductive in nature with very little or no capacitance, the line current waveform will be generally square in shape with fast rising edges and a relatively flat top (assuming the converter is operating in "continuous" conduction). This is true because the DC inductance opposes a change in the magnitude of current flowing through it causing a relatively quick commutation of current from one AC line to the other and a somewhat constant level of current during the conduction period. This is generally the case for DC drives supplying a motor armature and for current source inverter AC drives.

The line currents found in these loads can have harmonic contents that closely approach the theoretical square-wave values of 20% 5th, 14% 7th, 9% 11th, 8% 13th, etc. The amount of AC side reactance found in distribution systems is small compared to the DC side inductance. The addition of line reactors or transformers will have only limited effect on the line current distortion. Inductance in the AC lines does affect how rapidly current commutates from one AC line to the next and controls the voltage waveform "line notching." As the total AC inductance increases, the width of the line notches increases.

Modeling Results

Current Distortion vs. I_{sc}/I_L

A normal plant distribution system will contain both linear and non-linear loads. In the following illustrations, the curves labelled 100% non-linear, 80%, 60%, etc. indicate the portion of the total connected load that is non-linear. For example, assume that a

plant has two 150 hp adjustable speed DC drives plus seven 100 hp motors that run "across-the-line." Since the total connected load is 1000 hp, 300 hp of which is non-linear in nature, the curve labeled 30% would apply.

No Line Reactors (Figs. 5a,b,c)

Fig. 7a shows the total harmonic current distortion for an AC PWM drive *with no DC link inductor*. Notice that even a "stiff" source (high I_{sc}/I_L , 100% non-linear) creates a current distortion exceeding 120%. With a "softer" source (low I_{sc}/I_L) current distortion is reduced to approximately 18%. The level of distortion is largely controlled by the inductive impedance of the AC lines. Even when only 10% of the load is non-linear, the IEEE 519, 1992 limits are exceeded.

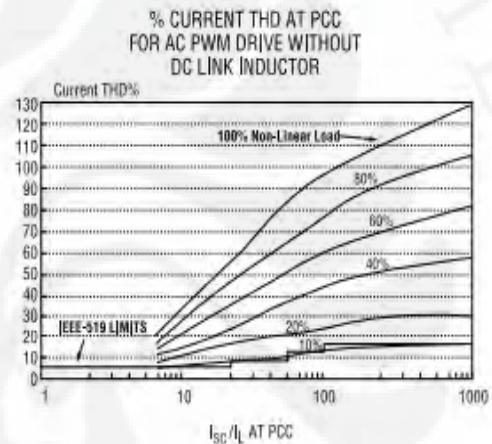


Figure 7a

Fig. 7b shows the total harmonic current distortion for an AC PWM drive *with a DC link inductor*. Notice that with a "stiff" source (100% non-linear load) current distortion is above 30%. If the source is "soft," the distortion remains in the 18% range. The addition of the DC link inductor greatly reduces the level of distortion when the drive is connected to a "stiff" distribution system, but does little when the load is connected to a "soft" distribution system. When non-linear loads are under 20% of the total system load, the harmonic current distortion is within IEEE 519, 1992 limits for moderate to stiff sources ($I_{sc}/I_L > \sim 20$).

Fig. 7c shows the total harmonic current distortion for a DC drive. The levels of distortion closely resemble the levels shown in Fig. 7b.

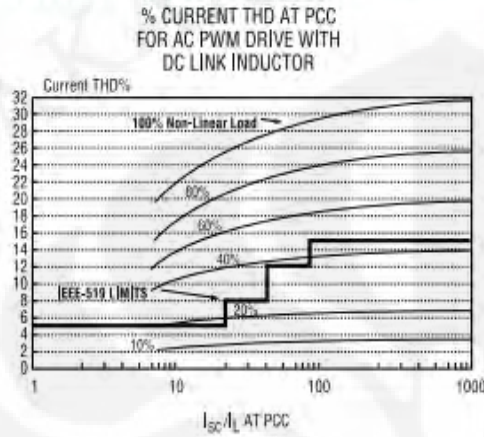


Figure 7b

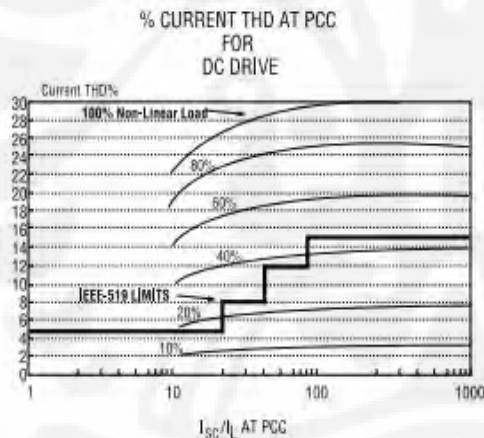


Figure 7c

Adding Line Reactors (Figs. 5a,b,c and 6a)

Figs. 8a, 8b, and 8c show what happens to the current distortion when a 5% line reactor is added ahead of the non-linear load. Form factor and power factor are improved and harmonic distortion is reduced.

Fig. 8a shows the total harmonic current distortion for an AC PWM drive *with no* DC link inductor. The maximum distortion expected when the drive is connected to an extremely "stiff" source is slightly below 32%. The level of distortion present when the drive is connected to a rather "soft" source improves to about 16%. When non-linear loads are under 20% of the total system load, the harmonic current distortion is within IEEE 519, 1992 limits in most cases.

Fig. 8b shows what happens to the total harmonic current distortion of an AC PWM drive *with a* DC line inductor when a 5% line reactor is added. The current distortion level drops 2 - 3% when compared to the drive using no line reactor. IEEE 519, 1992 limits are satisfied when less than 20% of the load is non-linear.

Finally, Fig. 8c shows the total harmonic current distortion for a DC drive. Once again, the level of distortion for a drive with a purely inductive DC circuit very closely resembles that of the AC PWM drive with a DC link inductor.

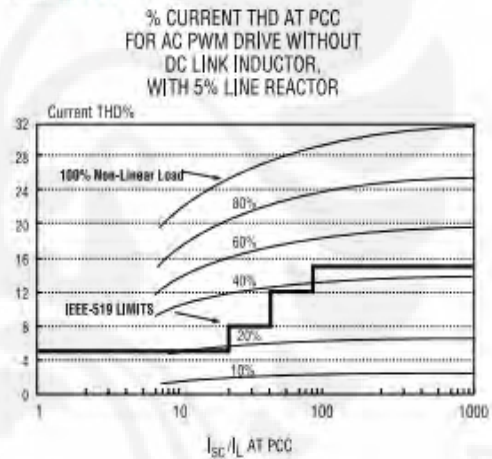


Figure 8a

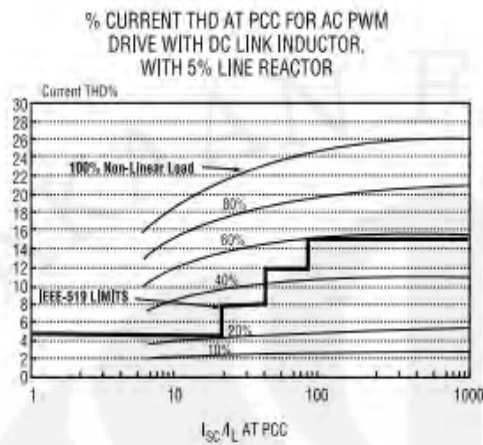


Figure 8b

While series line reactors can be extremely beneficial in eliminating bus over-voltage tripping, reducing high crest factor, and improving power factor somewhat, they cannot reduce the current harmonic distortion to IEEE 519, 1992 levels for cases in which more than 20% of the load is non-linear no matter what type of input circuit is used. Although some may claim that line reactors can "meet IEEE 519 regulations," this is clearly not the case.

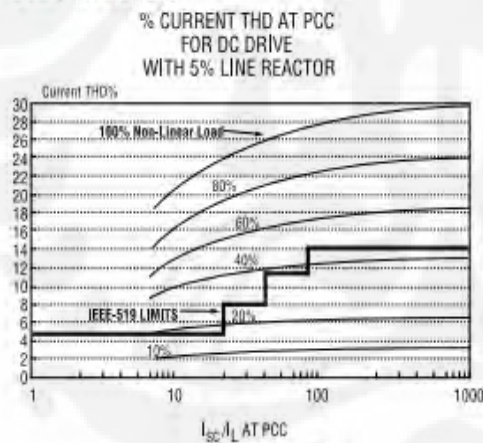


Figure 8c

Harmonic Trap Filters

When non-linear loads make up more than 20% of the electrical load on a distribution system, some type of

harmonic filtering is required to maintain harmonic current distortion within the limits recommended by IEEE 519, 1992. The least complicated filter is a series tuned L-C shunt filter, often called "harmonic trap filter."

Such filters are constructed from specially designed tuning reactors (L) and 3-phase power capacitors (C).

One of the characteristics of a series L-C filter is that its impedance is extremely low at the tuning, or resonant, frequency. If we select the tuning frequency to be major harmonic drawn by a non-linear load, the load will draw only its fundamental frequency current from the distribution system. Most of the selected harmonic current will be drawn from the trap filter. Since much of the harmonic current demanded by the non-linear load now comes from the trap filter and less harmonic current is drawn through the distribution system, the harmonic current distortion at the Point of Common Coupling will be reduced.

An isolation transformer or a series line reactor placed ahead of the trap filter increases the impedance toward the system to harmonic frequencies. The result is diversion of a greater portion of harmonic current to the trap. Harmonic currents in the system are further reduced, and the added impedance prevents other harmonic producing loads from overloading the trap filter. Figs. 9a and 9b show simplified diagrams of trap filters and demonstrate how they are connected to provide harmonic reduction for a solid state non-linear load. (While filters can be located on a bus or at the service transformer to reduce harmonics for the entire load, the most effective filtering occurs when a filter is placed at each individual non-linear load.)

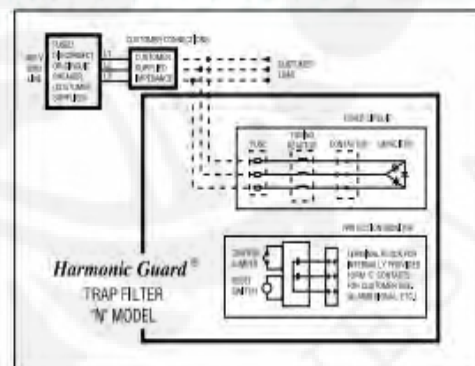


Figure 9a

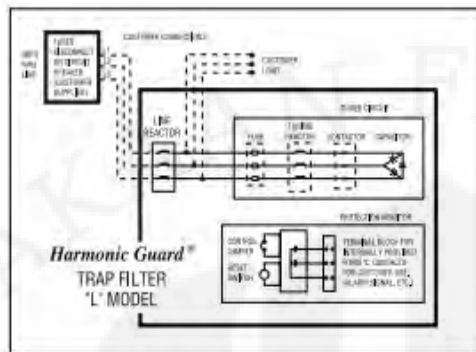


Figure 9b

Tuning

The trap filter is always tuned just below the lowest harmonic present in the electrical system. In a typical 3-phase 6-pulse rectifier, the 5th harmonic (300 Hz) is the lowest harmonic, so the trap filter is tuned to 282 Hz. The largest component of distortion (the 5th) will be diverted into the trap filter. Because the filters are broad band, a 5th harmonic tuned filter will absorb significant amounts of 7th harmonic current as well. The series impedance will significantly attenuate the higher harmonic frequencies. Thus a single 5th harmonic tuned trap filter can reduce the harmonic currents at the PCC to within IEEE 519, 1992 specifications in almost all cases. If further filtering is required, a multiple frequency trap filter (5th, 7th, 11th, 13th) can also be installed. Filters can be constructed, using the same principles, for other fundamental frequencies (50 Hz, 400 Hz) and for any voltage.

Adding Harmonic Trap Filters (Figs. 5a,b,c and 6b)

Fig. 10a shows the total harmonic current distortion for non-linear loads with no DC link inductor when a 5% line reactor and a single harmonic trap filter tuned to 282 Hz are added. If 100% of the loading in the plant is made up of this type of load, it is unlikely that the total harmonic current distortion will be below the IEEE 519, 1992 limits. If, on the other hand, the portion of the load that is non-linear in nature is 40% or less, the limits can be met for most source impedances. If the non-linear load is between 40% and 100%, the limits may or may not be met depending on the (I_{sc}/I_L) ratio. Multiple filters may be needed.

% CURRENT THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH NO LINK INDUCTOR, WITH 5% LR, WITH 5TH HARMONIC TRAP

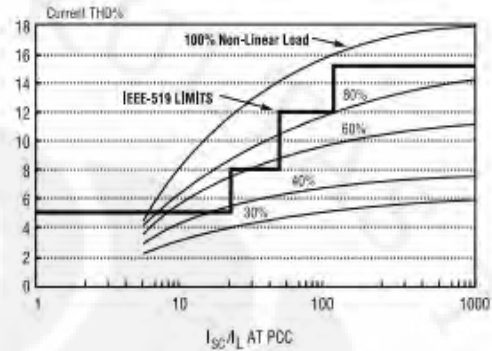


Figure 10a

% CURRENT THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH DC LINK INDUCTOR, WITH 5% LR, WITH 5TH HARMONIC TRAP

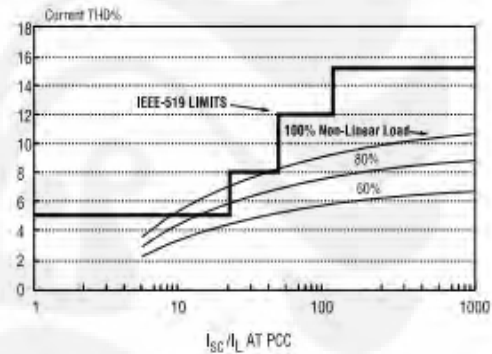


Figure 10b

Fig. 10b shows the total harmonic current distortion for non-linear loads with a DC link inductor when a 5% line reactor and a single harmonic trap filter tuned to 282 Hz are added. Even when 100% of the load in the plant is non-linear, it is likely that the total harmonic current distortion will be below the IEEE 519, 1992 limits.

The distortion of current exceeds the limits in only a few small ranges of source impedance (I_{sc}/I_L). A slightly larger service transformer or a small reduction

in non-linear loads is all that is needed to meet the limits.

Fig. 10c shows the total harmonic current distortion for non-linear loads with a purely inductive DC circuit when a 5% line reactor and a single frequency harmonic trap are added. Again, even when 100% of the load in the plant is non-linear, it is likely that the total harmonic current distortion will be below the IEEE 519, 1992 limits.

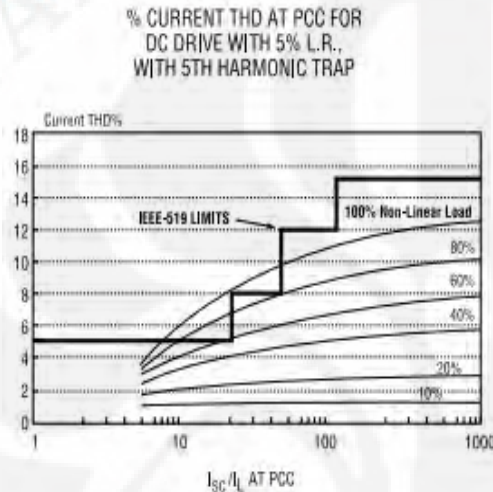


Figure 10c

In most cases, adding a single tuned filter at the 5th harmonic will ensure that the system meets the levels of current distortion set forth in IEEE 519, 1992. In rare instances where a single filter does not suffice, or where limits are more strict than those outlined in the IEEE document have been specified, a multiple filter will further reduce harmonic currents.

Voltage Distortion

Voltage distortion is created when harmonic currents flow across circuit reactances and resistances, creating voltage drops at the harmonic frequencies. These harmonic voltages add to and distort the fundamental source voltage. One might expect that a relatively "soft" source (low I_{sc}/I_L) would reduce the amount of harmonic current, and the voltage distortion would be relatively low. Unfortunately, this is not the case. Since inductive reactance is proportioned to the frequency ($X_L = 2\pi fL$), any inductance will have 5 times the reactance at the fifth harmonic, seven times the

reactance at the seventh, etc. Even though there is less harmonic current flowing, the harmonic current that remains flows across high source reactances resulting in high harmonic voltages. These harmonic voltages add to the fundamental voltage and cause high total harmonic voltage distortion.

IEEE 519 Voltage Distortion Limits

The voltage distortion limits in IEEE 519, 1992 define the quality of the power on the electrical distribution system. Although determining the combined voltage distortion on a utility line requires complex modeling, the overall combined distortion will remain under control if individual industrial systems contribute distortion lower than the limit. Fig. 11 shows the voltage distortion limits for most industrial distribution systems. Fig. 11 is a representation of Table 11.2 from IEEE 519, 1992.

Voltage Distortion Limits		
Bus Voltage at PCC	Individual Voltage Distortion (%)	Total Voltage Distortion THD (%)
69 kV and below	3.0	5.0

Figure 11

The location at which inductive reactance is added to the circuit relative to the PCC will determine the effect on voltage distortion. For example, if impedance is increased on the source side of the PCC (point A, Fig. 12) the harmonic currents in the circuit will be reduced, but they will flow through a higher impedance before reaching the PCC. Therefore, as previously discussed, the voltage distortion will be higher.

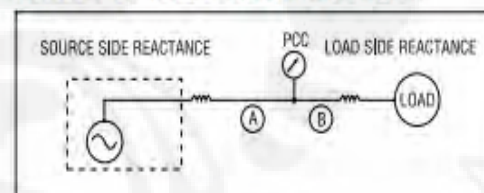


Figure 12

If impedance is increased on the load side of the PCC, (point B, Fig. 12) the harmonic currents flowing through the impedance on the line side of the PCC will be reduced. Since the voltage distortion associated with current flowing through this impedance appears on the load side, it does not add to the voltage at the PCC. Therefore, the voltage distortion at the PCC is not increased. In fact, adding load side reactance actually reduces the voltage distortion at the PCC because the

harmonic currents flowing across the constant source impedance have decreased.

One might be tempted to add large amounts of line reactance in front of non-linear loads in an effort to reduce the voltage distortion at the PCC. Unfortunately, this will result in an excessively high fundamental voltage drop across the reactor at full load current. This will starve the load of voltage and degrade the no load to full load voltage regulations of the system. Thus, there is a limit to how much voltage distortion can be decreased by adding line reactance.

Figs. 5a,b,c

Fig. 13a shows the total harmonic voltage distortion for an AC PWM drive with no DC link inductor. For non-linear loads greater than 20%, the source must be quite stiff to stay within the IEEE 519, 1992 limits.

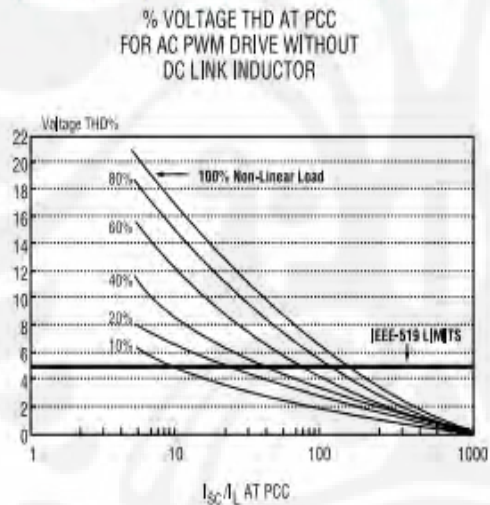


Figure 13a

Fig. 13b shows the total harmonic voltage distortion for an AC PWM drive with a DC link inductor. Voltage distortion is greatly reduced. Many systems with under 40% non-linear loads will be within limit; however, the current distortion may still be out of limit for the system.

% VOLTAGE THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH DC LINK INDUCTOR

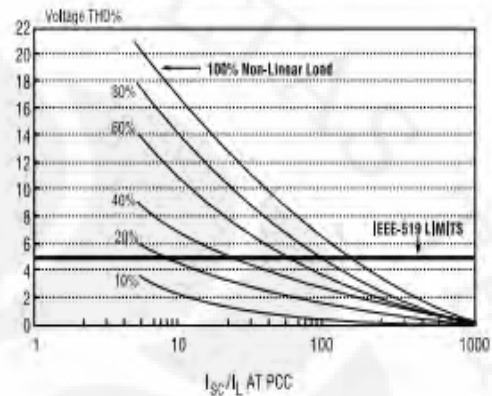


Figure 13b

Fig. 13c shows the total harmonic voltage distortion for a DC drive. The curves are similar to those of Fig. 13a.

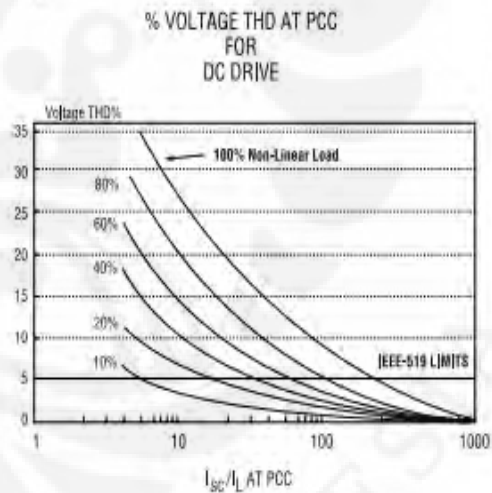


Figure 13c

% VOLTAGE THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITHOUT DC LINK INDUCTOR, WITH 5% LINE REACTOR

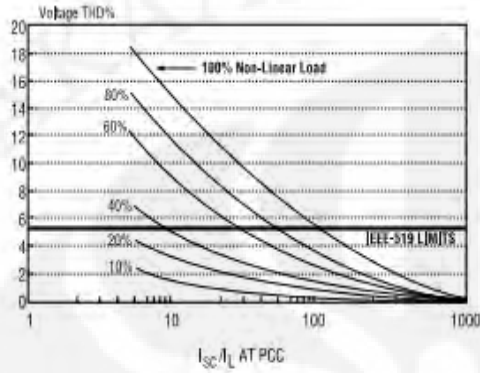


Figure 14a

Adding Line Reactors (Figs. 5a,b,c and 6a)

The addition of a 5% line reactor to the input of an AC PWM drive with no DC link reactor greatly improves the voltage distortion picture. When non-linear loads are under 20% of the total load, the voltage limits are met (Fig. 14a). Similar results are obtained for the AC PWM drive with a DC link reactor (Fig. 14b). The DC drive fares slightly worse with the line reactor, but still is within limits for many situations where no more than 20% of the load is non-linear (Fig. 14c).

% VOLTAGE THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH DC LINK INDUCTOR, WITH 5% LINE REACTOR

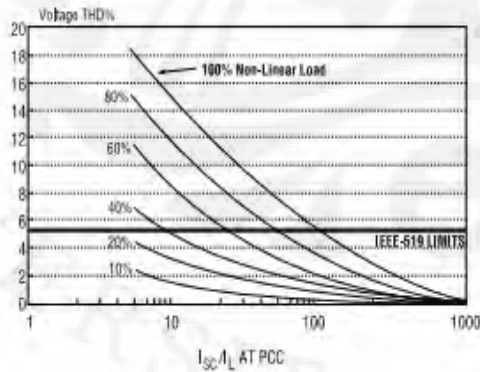


Figure 14b

% VOLTAGE THD AT PCC FOR DC DRIVE WITH 5% LINE REACTOR

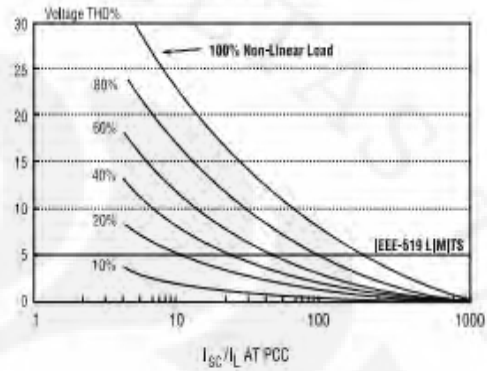


Figure 14c

Adding Harmonic Trap Filters (Figs. 5a,b,c and 6b)

The addition of a 5th harmonic trap filter with a series line reactor keeps voltage distortion within limits for most situations up to 60% non-linear load for the AC PWM drive with no link inductor (Fig. 15a). The same is true for all cases using a similar drive with a link reactor (Fig. 15b). The DC drive again is slightly worse for voltage distortion (Fig. 15c).

Harmonic trap filters have proved to be effective in regulating both voltage and current harmonic distortion for numerous industrial power distribution systems.

% VOLTAGE THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH NO LINK INDUCTOR, WITH 5% LR, WITH 5TH HARMONIC TRAP

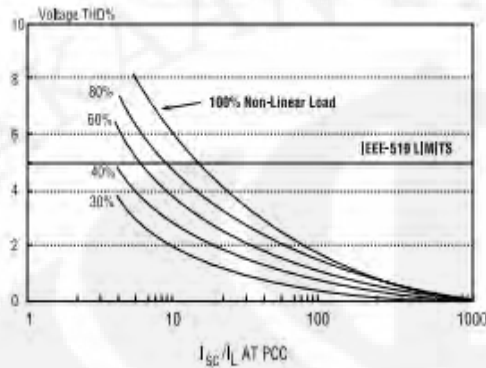


Figure 15a

% VOLTAGE THD AT PCC FOR AC PWM DRIVE WITH DC LINK INDUCTOR, WITH 5% LR, WITH 5TH HARMONIC TRAP

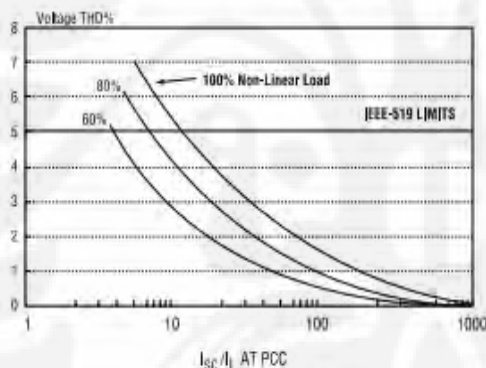


Figure 15b

Operation On Auxiliary Generators

Special mention must be made with regard to operation of systems on auxiliary generators. Generators are typically "soft" systems. They are usually sized as closely to the load as possible, and unless specially wound, are of relatively high impedance (15 - 25%). Thus, all generators are incorporated in the <20 column for (I_{sc}/I_L) in Fig. 3. A quick check of Figs. 7, 8, 10, 13, 14, and 15 reveals that generator operation of non-linear loads requires

harmonic trap filters if voltage distortion limits are to be met. In fact, many generators are not able to handle a high percentage of non-linear load, even when double over-sized. Without filters, some generators will not operate at all with significant non-linear loading. Even if harmonic limits did not exist, the successful operation of generators supplying large percentage non-linear loads would be much more reliable when the proper harmonic trap filters are added.

% VOLTAGE THD AT PCC FOR DC DRIVE WITH 5% L.R., WITH 5TH HARMONIC TRAP

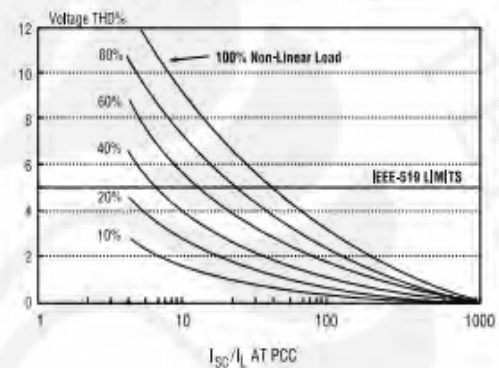


Figure 15c

Summary

From the information presented in this article, one can see that the distortion of line current and voltage can be effectively reduced to acceptable levels using harmonic trap filters. A basic understanding of how distortion is created and the effects of circuit impedances on the levels of distortion helps in resolving the problems created by distortion. Don't be fooled by those who suggest that adding line reactors or transformers ahead of a distortion load will reduce the level of distortion (voltage or current) to acceptable levels in all instances. Realizing the role of the distribution system impedance in any installation is necessary to accurately predict the level of distortion attainable through the use of filtering or other harmonic-reducing products.

