

# PERBANDINGAN PARAMETER DIELEKTRIK MINYAK BEKAS TRANSFORMATOR SEBELUM DAN SESUDAH PURIFIKASI DENGAN METODE BOILING, REGENERASI DA FILTERING

Haikal Alfaro Reifeldi<sup>\*)</sup>, Bambang Winardi, and Abdul Syakur

Program Studi Sarjana Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro  
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

<sup>\*)</sup>E-mail: haikaaal@gmail.com

## Abstrak

Parameter penting dari dielektrik cair yaitu tegangan tembus, kandungan air,  $\tan \delta$ , resistivitas dan warna. Pada PT. PLN, banyak transformator distribusi 20 kV yang tidak digunakan kembali karena mengalami kerusakan yang disebabkan kualitas minyak isolasi transformator yang buruk dan mengakibatkan kegagalan isolasi. Untuk itu penulis melakukan perbaikan parameter dielektrik terhadap tiga sampel minyak bekas transformator dengan cara mendidihkan, regenerasi dan penyaringan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa nilai  $\tan \delta$  dari sampel 1 menurun dari 0,0256 menjadi 0,00393, sampel 2 menurun dari 0,0205 menjadi 0,00823, sampel 3 menurun dari 0,061 menjadi 0,04115. Resistivitas sampel 1 mengalami peningkatan yaitu dari 17,2 G $\Omega$ m menjadi 152,6 G $\Omega$ m, sampel 2 dari 19,8 G $\Omega$ m menjadi 52 G $\Omega$ m, sampel 3 dari 4 G $\Omega$ m menjadi 13,1 G $\Omega$ m. Nilai tegangan tembus dari sampel 1 meningkat dari 18,4 kV menjadi 28,1 kV, sampel 2 meningkat dari 17,8 kV menjadi 25,8 kV, sampel 3 meningkat dari 15,1 kV menjadi 22,2 kV. Nilai kandungan air sampel 1 menurun dari 38,29 ppm menjadi 32,295 ppm, sampel 2 menurun dari 66,5 ppm menjadi 44,11 ppm, sampel 3 menurun dari 190,85 ppm menjadi 117,32 ppm. Sampel yang layak digunakan kembali sebagai minyak isolasi trafo berdasarkan IEC 60422 adalah sampel 1 dan sampel 2.

*Kata kunci: minyak transformator, parameter dielektrik, purifikasi*

## Abstract

The important parameters of liquid dielectric are breakdown voltage, water content,  $\tan \delta$ , resistivity and color. At PT. PLN, many 20 kV distribution transformers are not reused because of the damage caused by the quality of transformer oil insulation. Therefore, authors make improvements to dielectric parameters of transformer oil by purifying three used transformer oil through boiling, regeneration using zeolite adsorbent and filtering. The result showed that purification can decreased  $\tan \delta$  of sample 1 from 0,0256 to 0,00393, sample 2 from 0,0205 to 0,00823, sample 3 from 0,061 to 0,4115. The resistivity of sample 1 increased from 17,2 G $\Omega$ m to 152,6 G $\Omega$ m, sample 2 from 19,8 G $\Omega$ m to 52 G $\Omega$ m, sample 3 from 4 G $\Omega$ m to 13,1 G $\Omega$ m. The breakdown voltage value of sample 1 increased from 18,4 kV to 28,1 kV, sample 2 from 17,8 kV to 25,8 kV, sample 3 from 15,1 kV to 22,2 kV. The water content value of sample 1 decreased from 38,29 ppm to 32,295 ppm, sample 2 from 66,5 ppm to 44,11 ppm, sample 3 from 190,85 ppm to 117,32 ppm. Samples that can be used as transformer oil based on IEC 60422 are sample 1 and sample 2.

*Keywords: transformer oil, dielectric parameters, purifying*

## 1. Pendahuluan

Transformator daya merupakan salah satu peralatan listrik yang mempunyai peran penting pada sistem tenaga listrik. Di dalam transformator daya permasalahan terpenting adalah isolasi atau dielektrik. Bahan dielektrik yang digunakan berbahan cair yaitu minyak isolasi trafo, berfungsi sebagai media isolasi dan pendingin pada transformator daya. Peningkatan dan penurunan beban transformator menyebabkan suhu minyak akan berubah-ubah. Kenaikan suhu akan menimbulkan gas-gas dan

partikel yang akan menyebabkan minyak isolasi trafo mudah untuk terkontaminasi. Kontaminasi menyebabkan penurunan parameter dielektrik diantaranya tegangan tembus, kandungan air, faktor rugi-rugi dielektrik ( $\tan \delta$ ), resistivitas dan warna [1]. Kandungan air dalam minyak isolasi transformator adalah salah satu masalah terbesar di minyak isolasi [2]. Air dapat meningkatkan konduktivitas listrik,  $\tan \delta$  dan menurunkan kekuatan dielektrik minyak isolasi. Air tidak hanya merugikan untuk kekuatan dielektrik minyak isolasi, tetapi juga mempercepat proses penuaan pada minyak isolasi. Umur minyak isolasi dapat berkurang menjadi setengah untuk setiap kenaikan dua

kali lipat kandungan air Minyak yang telah mengalami pembebanan yang lama dapat mengandung bahan kimia beracun seperti logam berat dan khususnya untuk minyak sintesis karena sangat beracun [3]. Minyak isolasi yang memiliki kualitas buruk dan tidak memenuhi standar parameter dielektrik akan dibuang. Hal tersebut dapat mencemari lingkungan. Maka perlu dilakukan upaya perbaikan minyak isolasi agar dapat dimanfaatkan kembali sebagai isolasi. Penelitian ini akan dilakukan penjernihan (purifikasi) pada minyak isolasi bekas trafo 20 kV. Purifikasi ini menggunakan metode *boiling, regeneration dan filtering*. Setelah dipurifikasi maka akan dilakukan perbandingan berdasarkan parameter dielektrik setiap minyak trafo.

## 2. Metode

### 2.1. Langkah Penelitian

Tahapan penelitian pada tugas akhir ini dapat di lihat pada gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

### 2.2. Pengambilan Sampel Minyak Isolasi

Pengambilan sampel minyak bekas transformator yang akan diuji dilakukan di Gudang Area Rembang milik PT.PLN. Tabel 1 adalah data sampel minyak trafo yang diambil tipe minyak *Shell Diala B*.

Tabel 1. Data Trafo Tenaga

Sampel	Merk	Daya (KVA)	Tahun Pembuatan	Umur Minyak
1	SINTRA	50	2014	2 tahun
2	B&D	50	2002	14 tahun
3	TRAFINDO	50	2001	15 tahun

### 2.3. Pengujian Minyak Bekas Trafo Sebelum dan Setelah Purifikasi

Pengujian karakteristik dielektrik yang dilakukan meliputi pengujian tegangan tembus, kandungan air,  $\tan \delta$ , resistivitas dan warna dengan masing- masing metode yaitu IEC 60156, IEC 60814, IEC 60247 dan ASTM D1500.

#### 2.3.1. Pengujian Tegangan Tembus

Pengujian ini dimaksudkan untuk mengetahui karakteristik tegangan tembus minyak transformator sebelum dan sesudah purifikasi terhadap peningkatan suhu pada frekuensi 50 Hz. Pengujian dilakukan sebanyak dua kali setiap satu sampel minyak transformator yaitu pada suhu 26°C dan 50°C dengan menggunakan metode IEC 60156 [4]. Peralatan dan bahan pengujian diantaranya meliputi :

1. Alat uji *DPA 75 C Breakdown Oil Measurement*



Gambar 2. Alat uji tegangan tembus

2. Gelas *Beaker*
3. Termometer
4. Pemanas ( *Oven* )
5. Sampel Minyak Bekas Trafo

Dengan alat dan bahan diatas maka dilakukan langkah-langkah pengujian tegangan tembus sebagai berikut :

1. Mempersiapkan alat dan bahan yang meliputi alat DPA, gelas ukur, termometer, oven atau pemanas, sampel minyak isolasi trafo.
2. Memilih *test standard* IEC 156 dengan pada alat DPA.
3. Siapkan kotak uji, atur jarak sela menjadi 2,5 mm

4. Memanaskan minyak sebanyak 300 ml ke dalam oven untuk suhu 26°C 50°C.
5. Menuangkan minyak yang telah dipanaskan, ke tempat kotak uji secara pelan dan terus-menerus hingga elektroda terendam.
6. Letakkan kotak uji dalam alat uji tegangan tembus dan tutup kotak uji, kunci *protective cover*.
7. Menekan tombol *start* dan menunggu kira-kira 15 sampai 20 menit.
8. Hasil pengujian akan muncul pada *display* dan otomatis tercetak oleh printer.

### 2.3.2. Pengujian Tan $\delta$

Pengujian tan  $\delta$  menggunakan alat Baur DTL dengan standar metode IEC 60247 [5]. Pengujian tan  $\delta$  dilakukan sebanyak dua kali setiap satu sampel minyak transformator yaitu pada suhu 26°C dan 50°C. Peralatan dan bahan pengujian diantaranya meliputi :

1. Alat uji *DTL measuring system*



Gambar 3. Alat uji tan  $\delta$

2. Gelas *Beaker*
3. Termometer
4. Pemanas ( *Oven* )
5. Sampel Minyak Bekas Trafo

Langkah pengujian tan  $\delta$  sebagai berikut :

1. Mempersiapkan alat dan bahan
2. Memilih *test standard* IEC 247 dengan memilih *code* 01 pada DTL.
3. Memanaskan minyak sebanyak 45 ml ke dalam oven mencapai suhu 50°C.
4. Menuangkan 15 ml minyak yang telah dipanaskan, ke sel uji MC2A secara pelan dan terus-menerus kurang lebih setinggi 1 cm.
5. Menekan tombol *drainage valve* sampai sel uji MC2A kosong.
6. Memenuhi kembali sel uji MC2A dan menekan *drainage valve* secara berulang sampai 3 kali.
7. Setelah keempat kalinya, sel uji MC2A terisi sampel minyak setinggi 1 cm.
8. Menutup dan mengunci *protective cover* sampai berbunyi klik.
9. Menekan tombol *enter* dan menunggu kira-kira 15 sampai 20 menit.
10. Hasil pengujian akan muncul pada *display* dan otomatis tercetak oleh printer.

### 2.3.3. Pengujian Resistivitas

Pengujian resistivitas sama dengan pengujian tan  $\delta$  dengan menggunakan alat Baur DTL dengan standar metode IEC 60247, karena keluaran printout dari matrix printer menampilkan data resistivitas dan tan  $\delta$ . Pengujian resistivitas dilakukan sebanyak dua kali setiap satu sampel minyak transformator yaitu pada suhu 26°C dan 50°C. Waktu pengujian ini dilakukan bersamaan dengan pengujian tan  $\delta$ . Langkah dan alat pengujian resistivitas sama dengan langkah pengujian tan  $\delta$ .

### 2.3.4. Pengujian Kandungan Air

Pengujian dimaksudkan untuk mengetahui jumlah kandungan air terhadap peningkatan suhu minyak transformator sebelum dan sesudah purifikasi. Alat yang digunakan adalah *Aquamax KF Coulometric* dengan standar metode IEC 60814 [6]. Pengujian kandungan air dilakukan sebanyak dua kali setiap satu sampel minyak transformator yaitu pada suhu 26°C dan 50°C. Peralatan dan bahan pengujian diantaranya meliputi :

1. Alat uji *Aquamax KF Coulometric*



Gambar 4. Alat uji kandungan air

2. *Syringe*
3. Iodine
4. Pemanas ( *Oven* )
5. Sampel Minyak Bekas Trafo

Langkah pengujian tan  $\delta$  sebagai berikut :

1. Mempersiapkan alat dan bahan yang meliputi alat *Aquamax Coulometric*, gelas ukur, termometer, oven atau pemanas dan sampel minyak isolasi trafo.
2. Memilih *test standard* IEC 814 dengan pada alat *Aquamax*.
3. Memanaskan minyak sebanyak 50 ml ke dalam oven mencapai suhu 50°C.
4. Membilas *syringe* dengan sample minyak.
5. Mengambil minyak dari sampel ke dalam *syringe* dan hilangkan gelembung udaranya.
6. Menekan tombol *start* pada alat *Aquamax* dan masukkan *syringe* ke dalam tabung *aquamax reagent*.
7. Hasil pengujian akan muncul pada *display* dan otomatis tercetak oleh printer.

### 2.3.5. Pengujian Warna

Pengujian warna menggunakan alat *Color Comparator* (lihat gambar 5). Peralatan dan bahan yang digunakan untuk pengujian warna ini terdiri dari *color comparator*, *color disc*, gelas ukur dan sarung tangan.



Gambar 5. Alat uji warna

Disc yang digunakan adalah yang berskala 0,5 sampai 5,0 karena sampel minyak yang digunakan tidak terlalu gelap. Langkah pengujian warna menurut metode standar ASTM D1500 [7] adalah sebagai berikut :

1. Memasukkan *color disc* (skala 0.5 – 5.0) pada alat *Color Comparator*.



Gambar 6. Alat uji *Color Comparator*

2. Menuangkan minyak kedalam 20 ml kotak uji.
3. Membandingkan secara visual, dengan cara memutar *color disc* sampai warna telah sesuai dengan salah satu *color disc*.
4. Mencatat hasil skala pemeriksaan warna

### 2.4. Purifikasi

Purifikasi menggunakan tiga metode yaitu *boiling*, *filtering* dan regenerasi menggunakan adsorben zeolit. Dalam setiap proses purifikasi, setiap sampel minyak dipanaskan, ditambahkan zeolit dan disaring dengan kertas saring. Peralatan dan bahan yang digunakan untuk purifikasi terdiri-dari :

1. Zeolit  
Satu sampel minyak seberat 500 ml mendapat 5 gram zeolit atau 10 gram/liter [2].
2. Termometer
3. Corong minyak
4. Kertas saring
5. Gelas
6. Timbangan digital

Dengan alat dan bahan diatas maka langkah-langkah purifikasi minyak bekas trafo sebagai berikut :

1. Memanaskan minyak trafo sebanyak 500 ml pada oven sampai suhu mencapai 100°C.

2. Masukkan zeolit sebanyak 5 gram pada minyak trafo kemudian aduk menggunakan *magnetic stirrer* selama 30 menit.
3. Diamkan minyak yang telah diangkat selama 30 menit hingga adsorben mengendap.
4. Saring minyak trafo dengan kertas saring untuk memisahkan endapan dan minyak trafo.



Gambar 7. Penyaringan minyak isolasi

5. Melakukan pengujian tegangan tembus, kandungan air, faktor rugi-rugi dielektrik ( $\tan \delta$ ), resistivitas dan warna di Laboratorium Kimia PT.PLN (Persero) Pusat Penelitian dan Pengembangan Ketenagalistrikan dengan cara yang sama seperti pengujian awal.

## 3. Hasil dan Analisa

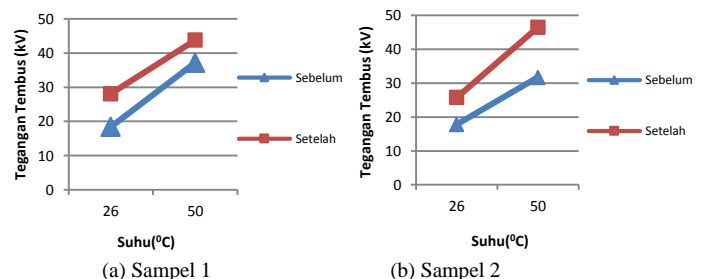
### 3.1. Hasil Pengujian Tegangan Tembus dan Perhitungan Kekuatan Dielektrik

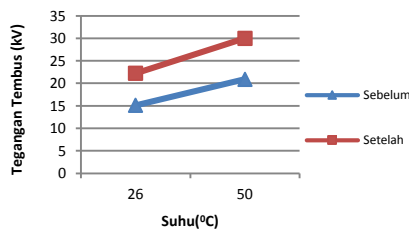
Tabel 2 merupakan rekapitulasi data hasil pengujian tegangan tembus minyak trafo sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu.

Tabel 2. Hasil tegangan tembus rata-rata sebelum dan setelah purifikasi

Suhu	Pengujian	Tegangan Tembus (kV)		
		Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3
26°C	Sebelum	18,4	17,8	15,1
	Setelah	28,1	25,8	22,2
50°C	Sebelum	37,2	31,7	20,9
	Setelah	43,8	46,5	30

Berdasarkan Tabel 2 diatas didapat kurva yang menyatakan perbandingan karakteristik tegangan tembus terhadap suhu





(C) Sampel 3

**Gambar 8. Kurva perbandingan tegangan tembus minyak bekas trafo sebelum dan setelah purifikasi**

Gambar 8 menunjukkan kenaikan hasil tegangan tembus pada masing-masing kondisi suhu 26°C dan 50°C setelah dipurifikasi. Namun pada semua sampel yang telah dipurifikasi kondisi suhu 26°C belum memenuhi standar operasi minyak transformator IEC 60422 yaitu > 40 kV/2.5 mm [8]. Tegangan tembus sampel 3 pada kondisi setelah dipurifikasi belum memenuhi standar operasi IEC 60422 dikarenakan kualitas minyak transformator pada sampel 3 sudah buruk dan usia pemakaian yang lama. Tegangan tembus tertinggi terjadi pada sampel 2 yaitu 46,5 kV saat suhu 50°C setelah dipurifikasi sehingga layak untuk digunakan kembali sebagai minyak isolasi trafo.

Peningkatan nilai tegangan tembus dikarenakan berkurangnya kontaminasi padat dan zat cair yang terdapat pada minyak bekas trafo setelah dilakukan purifikasi. Purifikasi dilakukan dengan metode pemanasan sehingga bola cair yang ada pada minyak transformator menguap, setelah itu dilakukan regenerasi dengan adsorben zeolit yang menyerap kontaminan padat yang terdapat pada minyak transformator dan yang terakhir dilakukan penyaringan sehingga kontaminan yang mengendap tidak ikut terbawa. Ketidakhayuan dalam minyak trafo menyebabkan kondisi yang tidak stabil dalam medan listrik dan merupakan jembatan konduktif diantara elektroda yang dapat menyebabkan kegagalan sehingga ketahanan isolasi atau kekuatan dielektrik akan menurun. Kenaikan tegangan tembus pada minyak transformator yang telah dipurifikasi juga menyebabkan kenaikan pada kekuatan dielektriknya. Dari hasil nilai rata-rata tegangan tembus pada Tabel 2 maka dapat dihitung nilai kekuatan dielektrik :

$$E = \frac{V_b}{d} \text{ (kV/mm)} \quad (1)$$

Dimana

- $V_b$  = Tegangan tembus (kV)
- $E$  = Kekuatan dielektrik (kV/mm)
- $D$  = Jarak sela (mm)

- Perhitungan kekuatan dielektrik minyak trafo sampel 1 suhu 26°C

$$E(\text{rata-rata}) = \frac{V_{b(\text{rata-rata})}}{d}$$

$$E(\text{rata-rata}) = \frac{18,4 \text{ kV}}{2,5 \text{ mm}}$$

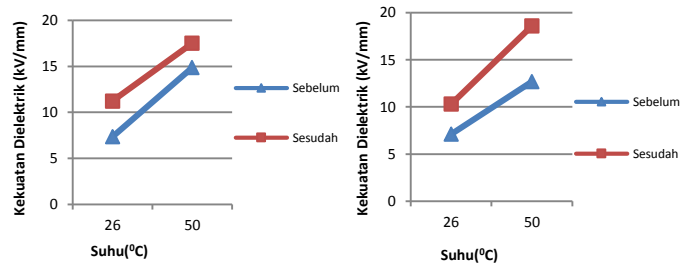
$$= 7,36 \text{ kV/mm}$$

Perbandingan hasil perhitungan kekuatan dielektrik rata-rata minyak bekas transformator sebelum dan sesudah purifikasi ditunjukkan pada Tabel 3 berikut ini :

**Tabel 3. Hasil kekuatan dielektrik rata-rata sebelum dan setelah purifikasi**

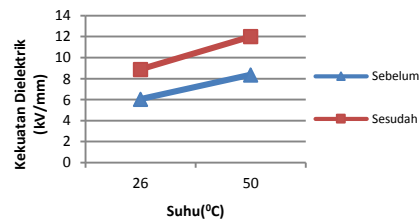
Suhu	Pengujian	Kekuatan Dielektrik (kV/mm)		
		Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3
26°C	Sebelum	7,36	7,12	6,04
	Setelah	11,24	10,32	8,88
50°C	Sebelum	14,88	12,68	8,36
	Setelah	17,52	18,6	12

Berdasarkan Tabel 3 didapat kurva yang menyatakan perbandingan perhitungan kekuatan dielektrik rata-rata minyak bekas trafo sebelum dan setelah dipurifikasi



(a) Sampel 1

(b) Sampel 2



(C) Sampel 3

**Gambar 9. Kurva perbandingan kekuatan dielektrik minyak bekas trafo sebelum dan setelah purifikasi**

Gambar 9 menunjukkan kenaikan nilai kekuatan dielektrik sampel 1 sampai sampel 3 minyak transformator setelah dilakukan purifikasi pada setiap kondisi suhu. Pengaruh kontaminan dan ketidakhayuan zat cair mempengaruhi nilai tegangan tembusnya. Kekuatan dielektrik berbanding lurus dengan nilai tegangan tembus sehingga apabila terjadi kenaikan pada nilai tegangan tembus maka kekuatan dielektrik atau ketahanan isolasi akan meningkat.

### 3.2. Hasil Pengujian Kandungan Air

Pengujian kandungan air untuk dapat dibandingkan terhadap batasan pada standar IEC 60422 perlu dilakukan koreksi hasil pengujian kadar air terhadap suhu 20°C yaitu dengan mengalikan dengan faktor koreksi sesuai dengan standar pengujian kadar air IEC 60184. Hasil pengujian dan perhitungan kandungan air minyak isolasi

transformator sebelum purifikasi pada sampel 1 adalah sebagai berikut:

$$f = 2,24e^{-0,04ts} \quad (2)$$

Dimana

f = Faktor koreksi

ts = Suhu minyak saat diambil

Contoh perhitungan seperti berikut :

Pada sampel 1 suhu 26°C

Kadar air hasil pengujian = 38,29 ppm

Suhu sampling (ts) = 26°C

Faktor koreksi = 0,79

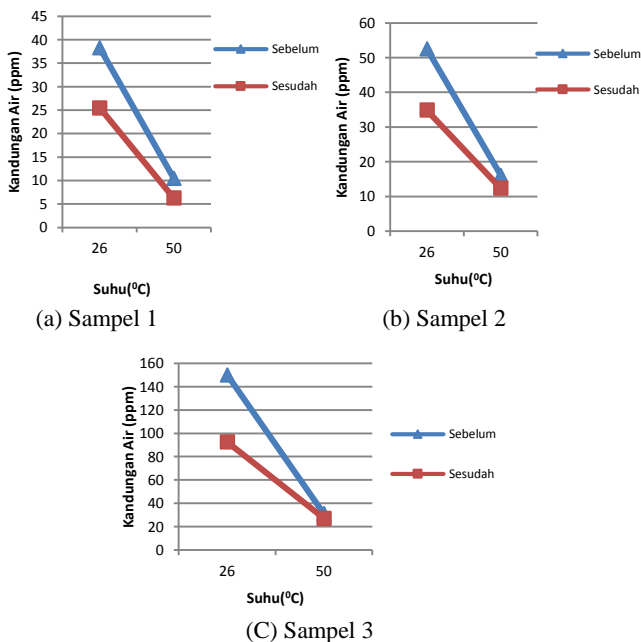
Kadar air terkoreksi =  $38,29 \times 0,79 = 30,24$  ppm

Tabel 4 merupakan rekapitulasi data hasil pengujian kandungan air minyak trafo sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu.

**Tabel 4. Hasil pengujian kandungan air sebelum dan setelah purifikasi**

Suhu	Pengujian	Kandungan Air (ppm)		
		Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3
26°C	Sebelum	38,29	52,53	150,24
	Setelah	25,51	34,84	92,68
50°C	Sebelum	10,5	16,098	31,134
	Setelah	6,28	12,342	27,24

Berdasarkan Tabel 4 diatas didapat kurva yang menyatakan perbandingan kandungan air terhadap suhu



Gambar 10 menunjukkan penurunan hasil kandungan air pada masing-masing kondisi suhu 26°C dan 50°C. Namun pada sampel 2 dan 3 yang telah dipurifikasi kondisi suhu 26°C belum memenuhi standar operasi IEC 60422 yaitu < 30 ppm untuk minyak transformator golongan C. Penurunan kandungan air terbesar terjadi di sampel 3, hal ini disebabkan faktor kontaminasi dan ketidakmurnian zat, contohnya seperti adanya bola cair dari jenis cairan yang lain sehingga pada saat terjadi pemanasan minyak trafo maka akan terjadi penguapan pada bola cair tersebut. Proses penguapan ini akan mengurangi jumlah bola cair yang ada dalam minyak trafo. Pemanasan minyak trafo dapat membuat bola air tersebut menguap sehingga mengurangi kandungan air yang ada di minyak trafo tersebut.

### 3.3. Hasil Pengujian Tan δ

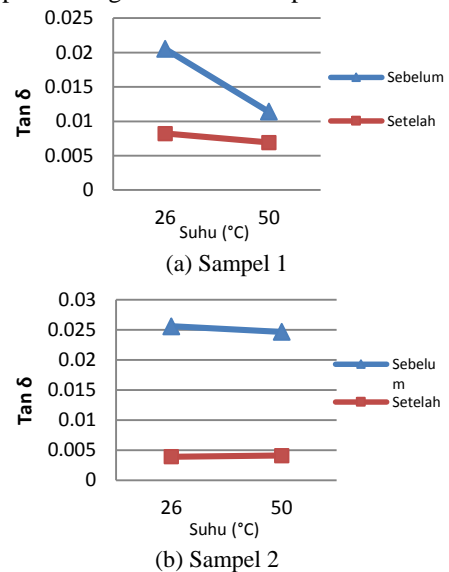
#### 3.3.1. Pengujian Tan δ dengan Baur DTL

Tabel 5 merupakan rekapitulasi data hasil pengujian tan δ minyak trafo sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu

**Tabel 5. Pengujian Tan δ sebelum dan setelah purifikasi**

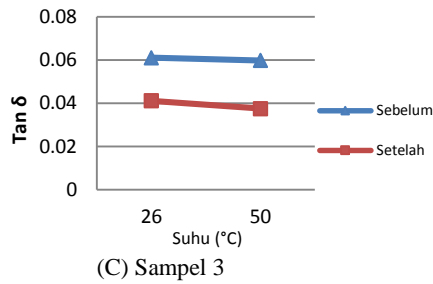
Sampel	Sebelum Purifikasi		Setelah Purifikasi	
	26°C	50°C	26°C	50°C
Sampel 1	0,02561	0,02467	0,00393	0,00411
Sampel 2	0,02054	0,01142	0,00823	0,00693
Sampel 3	0,061	0,0598	0,04115	0,03749

Berdasarkan Tabel 5 diatas didapat kurva yang menyatakan perbandingan tan δ terhadap suhu.



**Gambar 10. Kurva perbandingan kandungan air sebelum dan setelah purifikasi**





Gambar 11. Kurva perbandingan tan δ sebelum dan setelah Purifikasi

Gambar 11 menunjukkan hasil perbandingan nilai tan δ minyak isolasi yang telah digunakan mengalami penurunan setelah dilakukan proses purifikasi. Namun pada sampel 1 setelah purifikasi kondisi suhu 50°C mengalami kenaikan menjadi 0,00411 dari yang sebelumnya pada kondisi 26°C yaitu 0,00393, hal tersebut karena faktor adanya kandungan air yang terdapat pada gelas sampel 1. Penurunan tertinggi terdapat pada sampel 2 pada suhu 26°C dengan nilai tan δ sebelum purifikasi sebesar 0,02054 dan setelah proses purifikasi mengalami penurunan menjadi 0,00823 Hal tersebut karena faktor kontaminan yang terdapat dalam minyak isolasi yang telah digunakan jauh berkurang setelah dilakukan purifikasi. Zeolit mampu menyerap kandungan air, debu, asam dan karbon sehingga menyebabkan turunnya nilai tan δ. Dengan demikian ketiga sampel minyak isolasi yang telah mengalami proses purifikasi dari segi karakteristik faktor rugi-rugi dielektriknya layak digunakan kembali sesuai dalam standar operasi IEC 60422 yang digunakan PLN yaitu < 0,05 untuk minyak isolasi transformator golongan C.

### 3.3.2. Perhitungan Manual Nilai Tan δ

Untuk menentukan nilai tan δ dapat digunakan rumus sebagai berikut :

$$\tan \delta = \frac{\sigma}{\epsilon \cdot \omega} = \frac{1}{\rho \epsilon \omega} \quad (3)$$

Contoh perhitungan seperti berikut :

Pada sampel 1 suhu 26°C

Resistivitas = 16,8 GΩm

Permitivitas relatif = 2,3

Frekuensi = 50 Hz

Sehingga,

$$\tan \delta = \frac{\sigma}{\epsilon \cdot \omega} = \frac{1}{\rho \epsilon \omega} = \frac{1}{16,8 \times 10^9 \times 2,3 \times 8,85 \times 10^{-12} \times 2 \times 3,14 \times 50}$$

$\tan \delta = 0,0214$

Dengan menggunakan persamaan perhitungan yang sama maka didapatkan data perhitungan sebagai berikut.

Tabel 6. Hasil pengujian dan perhitungan tan δ sebelum purifikasi

Sampel	Tan δ			
	Hasil Pengujian		Hasil Perhitungan	
	26°C	50°C	26°C	50°C
Sampel 1	0,02561	0,02467	0,0214	0,02
Sampel 2	0,02054	0,01142	0,0179	0,0162
Sampel 3	0,061	0,0598	0,051	0,0487

Tabel 7. Hasil pengujian dan perhitungan tan δ setelah purifikasi

Sampel	Tan δ			
	Hasil Pengujian		Hasil Perhitungan	
	26°C	50°C	26°C	50°C
Sampel 1	0,00393	0,00411	0,00239	0,00228
Sampel 2	0,00823	0,00693	0,00691	0,00395
Sampel 3	0,04115	0,03749	0,02766	0,02664

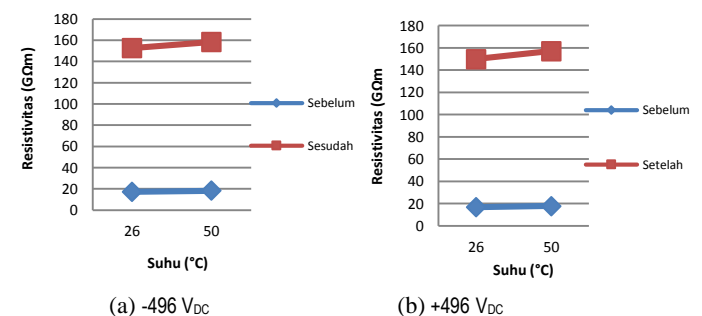
Berdasarkan Tabel 6 dan Tabel 7 yang merupakan perbandingan nilai tan δ pengujian dan perhitungan sebelum dan setelah purifikasi terlihat bahwa terdapat perbedaan yaitu sebesar 0,02 - 0,001. Sampel 1 sampai sampel 3 memiliki karakteristik yang sama yaitu nilai perhitungan lebih kecil daripada hasil pengujian.

### 3.4. Hasil Pengujian Resistivitas

Tabel 8 merupakan rekapitulasi data hasil pengujian resistivitas minyak trafo sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu

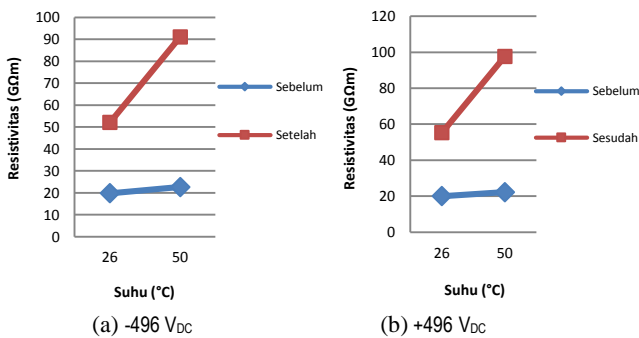
Tabel 8. Pengujian resistivitas sebelum dan setelah purifikasi

Sampel	Tegangan (V <sub>DC</sub> )	Resistivitas (GΩm)			
		Sebelum Purifikasi		Setelah Purifikasi	
		26°C	50°C	26°C	50°C
Sampel 1	-496	17,2	18,2	152,6	158,3
	496	16,8	17,9	149,9	157,2
Sampel 2	-496	19,8	22,6	52	91
	496	20	22,2	55,2	97,7
Sampel 3	-496	4	4,1	13,1	13,5
	496	4	4,2	13	13,5



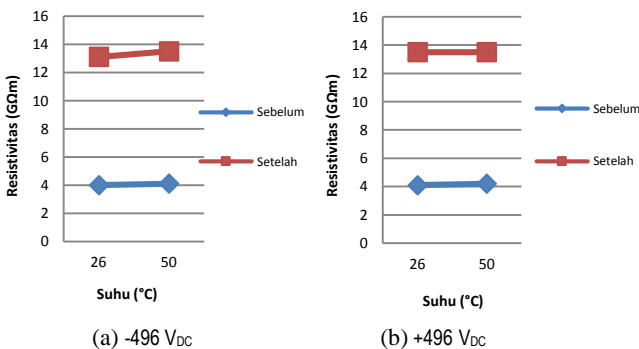
Gambar 12. Perbandingan resistivitas sebelum dan setelah

**purifikasi terhadap variasi suhu pada sampel 1**  
 Gambar 12 menunjukkan hasil perbandingan resistivitas cenderung mengalami kenaikan yang signifikan setelah dilakukan purifikasi. Sampel 1 tegangan -496 V pada suhu 26°C yang semula 17,2 GΩm naik menjadi 152,6 pada suhu yang sama setelah dipurifikasi, sedangkan pada suhu 50°C yang semula 18,2 GΩm naik menjadi 158,3 GΩm. Sampel 1 tegangan +496 pada suhu 26°C yang semula 16,8 GΩm naik resistivitasnya menjadi 149,9 pada suhu yang sama setelah dipurifikasi, sedangkan pada suhu 50°C yang semula 17,9 GΩm naik menjadi 157,2 GΩm setelah dipurifikasi.



**Gambar 13. Perbandingan resistivitas sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu pada sampel 2**

Gambar 13 menunjukkan bahwa resistivitas sampel 2 setelah purifikasi cenderung lebih besar dibandingkan dengan yang sebelum dipurifikasi. Hal ini membuktikan bahwa zeolit mampu menaikkan nilai resistivitas pada minyak isolasi.



**Gambar 14. Perbandingan resistivitas sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu pada sampel 3**

Gambar 14 menunjukkan bahwa nilai resistivitas sampel 3 meningkat setelah di purifikasi. Kenaikan resistivitas sampel 3 setelah purifikasi adalah yang paling kecil dibandingkan dengan sampel 1 dan 2, ini dikarenakan kualitas minyak trafo yang sudah dibebani pada sampel 3 sudah buruk. Nilai resistivitas setelah dipurifikasi menjadi lebih tinggi dibanding sebelum dipurifikasi. Hal tersebut karena kontaminan yang terdapat dalam minyak isolasi yang telah dibebani berkurang setelah dilakukan purifikasi. Zeolit mampu mengurangi kandungan air,

debu, logam dan kontaminan lainnya sehingga menyebabkan naiknya nilai resistivitas. Dengan demikian minyak isolasi sampel 1 dari segi karakteristik resistivitasnya masih layak digunakan kembali karena telah memenuhi standar IEC 60422.

### 3.5. Hasil Pengujian Warna

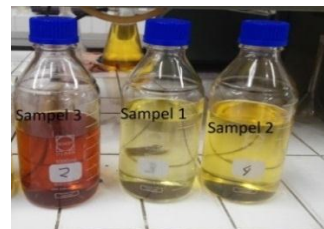
Tabel 9 merupakan rekapitulasi data hasil pengujian warna minyak trafo sebelum dan setelah purifikasi terhadap variasi suhu

**Tabel 9. Pengujian warna sebelum dan setelah purifikasi**

Sampel	Skala Warna (ASTM D1500)	
	Sebelum Purifikasi	Setelah Purifikasi
Sampel 1	L1.0	L0.5
Sampel 2	L0,5	L0.5
Sampel 3	L3.0	L2.0



**Gambar 15. Pengujian warna sebelum purifikasi**



**Gambar 16. Pengujian warna setelah purifikasi**

Gambar 15 dan gambar 16 menunjukkan bahwa warna sampel 1 dan sampel 2 berubah menjadi lebih cerah setelah proses purifikasi. Sedangkan sampel 3 hanya mengalami sedikit perubahan warna dikarenakan sampel 3 merupakan sampel minyak dengan umur trafo paling tua, semakin besar pembebanan dan umur trafo maka semakin buruk kualitas isolasinya [9]. Pemucatan warna yang terjadi pada semua sampel diakibatkan oleh zeolit yang dapat menyerap zat-zat kontaminan seperti air, asam, karbon, dan debu. Dengan demikian, dari segi warna menunjukkan bahwa hanya sampel 1 dan 2 minyak isolasi yang masih layak digunakan karena memenuhi standar IEC 60422 yaitu berwarna cerah.

### 4. Kesimpulan

Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa purifikasi minyak isolasi transformator yang telah digunakan menggunakan metode *boiling*, *filtering* dan regenerasi menggunakan zeolit berhasil memperbaiki kualitas



minyak isolasi. Nilai  $\tan \delta$  sebelum dan setelah dilakukan purifikasi pada sampel 1 kondisi suhu  $26^{\circ}\text{C}$  menurun dari 0,02561 menjadi 0,00393, sampel 2 menurun dari 0,02054 menjadi 0,00823, sampel 3 menurun dari 0,061 menjadi 0,04115. Nilai resistivitas sampel 1 suhu  $26^{\circ}\text{C}$  mengalami peningkatan yaitu dari 17,2 G $\Omega$ m menjadi 152,6 G $\Omega$ m. Sampel 2 dari 19,8 G $\Omega$ m menjadi 52 G $\Omega$ m. Sampel 3 dari 4 G $\Omega$ m menjadi 13,1 G $\Omega$ m. Tegangan tembus minyak isolasi trafo meningkat setelah dilakukan purifikasi. Tegangan tembus tertinggi yang dicapai terdapat pada sampel 2 suhu  $50^{\circ}\text{C}$  dari 31,7 kV menjadi 46,5 kV. Kandungan air pada minyak isolasi menurun setelah dilakukan proses purifikasi. Penurunan tertinggi terjadi pada sampel 3 suhu  $26^{\circ}\text{C}$  dari 150,24 ppm menjadi 92,68 ppm. Warna pada sampel 1 dan sampel 2 menjadi lebih cerah setelah dilakukan purifikasi. Sedangkan warna sampel 3 hanya sedikit mengalami perubahan warna. Sampel yang layak untuk digunakan kembali sebagai minyak isolasi trafo berdasarkan standar IEC 60422 adalah sampel 1 dan sampel 2.

## Referensi

- [1] M. S. Naidu and V. Kamaraju, *High Voltage Engineering*. McGraw-Hill, 1995.
- [2] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, E. Gockenbach, and M. Farzaneh, "Drying of Transformer Insulation using Zeolite," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 20, no. 1, 2004.
- [3] A. Salam, H. Anis, A. El-Morshedy, and R. Radwan, *High Voltage Engineering: Theory and Practice*. 2000.
- [4] IEC 60156, *Insulating Liquids- Determination of Breakdown Voltage at Power Frequency- Test Methods*. .
- [5] IEC 60247, *Measurement of Relative Permittivity, Dielectric Dissipation Factor (Tan  $\delta$ ) and DC Resistivity*. .
- [6] *User Manual Aquamax KF Coulometric Karl Fischer Titrators*. United Kingdom: GR Scientific Family of Titrators, 2010.
- [7] ASTM International United States, "Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products ( ASTM Color Scale )," *Annu. B. ASTM Stand.*, vol. 5, pp. 1–5, 2011.
- [8] IEC 60422, *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment-Supervision and maintenance guidance*. 2013.
- [9] I. Iryanto, D. Dr.Ir. Hermawan, and A. Syakur, "Studi Pengaruh Penuaan (Aging) Terhadap Laju Degradasi Kualitas Minyak Isolasi Transformator Tenaga," *UNDIP*, 2011.