

Kinerja Relai Diferensial Diukur Melalui Pemberian Simulasi Fenomena Gangguan Internal pada Transformator Daya

Arief Goeritno¹, Syofyan Rasiman², Irwan Nugraha³, Ayumi Johan³

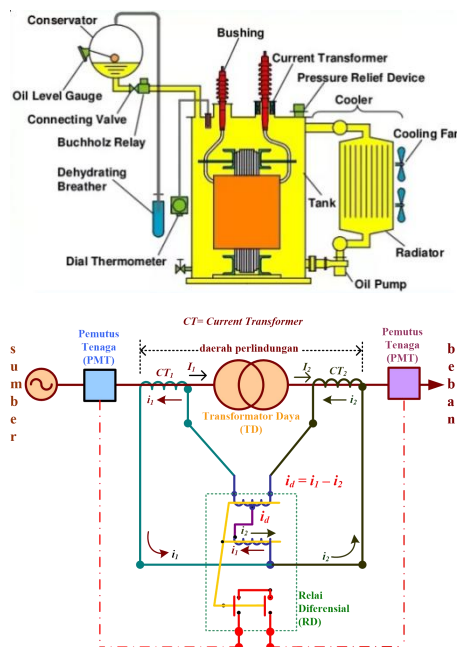
¹Program Studi Teknik Elektro, Universitas Ibn Khaldun Bogor
²PT PLN (Persero), Udiklat, Cibogo, Bogor
³Laboratorium Konvers dan Sistem Tenaga Listrik, Prodi TE, Universitas Ibn Khaldun Bogor

Informasi Artikel

Naskah Diterima: 16 Agt. 2018
Direvisi: 14 Nov. 2018
Disetujui: 10 Des. 2018

***Korespondensi Penulis:**
 arief.goeritno@uika-bogor.ac.id

Graphical abstract



Abstract

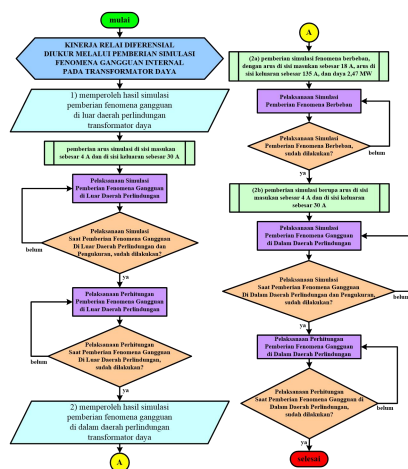
Measuring the differential relay performance is simulated under two conditions, namely giving the phenomena disorder for outside and inside of the power transformer protection area. The current measurement results which is channeled to a differential relay when the fault conditions are provided outside the protection area, the current is obtained in the R-phase 1.9 mA, the S-phase is 1.7 mA, and the T-phase is 2.2 mA, while the current value to the differential relay should of zero mA, so there is difference of measurement result equal to 3,020668% for phase-R, 2,782324% for S-phase, and 3,618421% for T-phase. The calculation result of the current flow to the differential relay of each phase is 1.57 mA, while the current value should be zero mA, so that each phase there is difference of 2.078919%. The result of measurement during loading condition, obtained flow to relay in phase-R 2,6 mA, S-phase 2,8 mA, and phase-T equal to 3,5 mA, but differential relay not operate, because relay is set with value of 130% of the largest current between the three phases, so that the adjustable current (I_{set}) = $3.5 + (30\% \times 3.5) = 4.45$ mA is obtained. The result of measurement of the current flow to the differential relay when giving the disturbance phenomenon inside the protection zone is obtained flow to relay at the R-phase 127,7 mA, phase-S 123,9 mA, and phase-T equal to 123,8 mA, while the result of calculation of the current flow to the differential relay of each phase of 152,61 mA.

Keywords: differential relay, simulation of internal fault phenomena, power transformer in substation

Abstrak

Pengukuran kinerja relai diferensial disimulasikan dengan dua kondisi, yaitu pemberian fenomena gangguan di luar dan di dalam daerah perlindungan transformator daya. Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial saat pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan, diperoleh arus pada fase-R 1,9 mA, fase-S 1,7 mA, dan fase-T sebesar 2,2 mA, sedangkan nilai arus ke relai diferensial seharusnya sebesar nol mA, sehingga terdapat selisih hasil pengukuran sebesar 3,020668% untuk fase-R, 2,782324% untuk fase-S, dan 3,618421% untuk fase-T. Hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 1,57 mA, sedangkan nilai arus seharusnya sebesar nol mA, sehingga masing-masing fase terdapat selisih sebesar 2,078919%. Hasil pengukuran saat pemberian kondisi berbeban, diperoleh arus yang teralirkan ke relai pada fase-R 2,6 mA, fase-S 2,8 mA, dan fase-T sebesar 3,5 mA, tetapi relai diferensial tidak beroperasi, karena relai disetel dengan nilai sebesar 130% dari arus terbesar di antara ketiga fase, sehingga diperoleh arus penyetelan (I_{set}) = $3.5 + (30\% \times 3.5) = 4.45$ mA. Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial saat pemberian fenomena gangguan di dalam daerah perlindungan, diperoleh arus yang teralirkan ke relai pada fase-R 127,7 mA, fase-S 123,9 mA, dan fase-T sebesar 123,8 mA, sedangkan hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 152,61 mA.

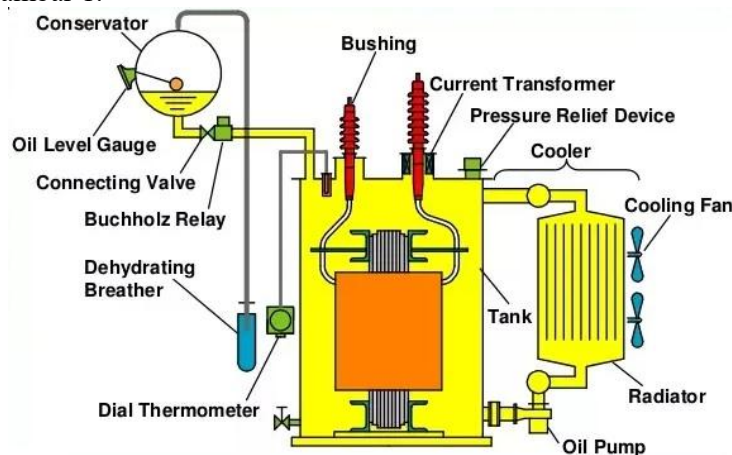
Kata kunci: relai diferensial, simulasi fenomena gangguan internal, transformator daya di gardu induk



1. PENDAHULUAN

Pemanfaatan relai proteksi untukantisipasi terhadap kondisi berbeda (diferensial) yang berbasis arus listrik telah diimplementasikan dalam sistem daya listrik sejak akhir abad ke-19 [1] dan merupakan salah satu sistem proteksi pertama yang pernah digunakan [2]. Keterdeteksian terhadap kondisi berbeda dilakukan dengan perbandingan terhadap arus yang teralirkan masuk dan keluar dari objek yang diproteksi [3]-[6], dalam hal ini transformator daya. Gangguan pada transformator daya dibedakan atas dua jenis, yaitu gangguan eksternal dan internal [7]. Gangguan yang berasal dari eksternal, meliputi tegangan lebih (*overvoltage*), fluks berlebih (*over fluxing*), frekuensi kurang, dan hubung singkat di luar transformator [8],[9]. Gangguan internal (*internal fault*) pada transformator daya merupakan kejadian dengan probabilitas berkisar 70-80% [8],[9] yang dibedakan atas dua jenis gangguan, yaitu (a) gangguan awal (*incipient faults*) dan (b) gangguan hubung singkat yang terjadi di dalam transformator [7],[10],[11]. Gangguan awal meliputi i) keberadaan busur api (*arc*), ii) keberadaan gangguan pada sistem pendingin, dan/atau iii) terdapat arus sirkulasi pada transformator-transformator yang dioperasikan paralel. Ketiga gangguan yang termasuk dalam gangguan awal tersebut merupakan penyebab keberadaan pemanasan lokal, tetapi tidak berpengaruh terhadap suhu transformator secara keseluruhan [12]. Gangguan-gangguan tersebut tidak dapat terdeteksi dari sambungan belitan transformator, karena nilai dan keseimbangan arus dan tegangan yang terjadi tidak jauh berbeda dari kondisi saat transformator daya dioperasikan dalam kondisi normal [9].

Keberadaan transformator daya di setiap Gardu Induk (GI) berperan sangat penting, sehingga dikatakan sebagai jantung penghubung antara saluran transmisi dan jaringan distribusi [13]. Berpedoman kepada standar IEC 60076-1 dikatakan, bahwa transformator daya adalah alat listrik yang statis (diam) dengan dua atau lebih belitan dengan proses induksi secara elektromagnetik, perubahan sistem tegangan dan arus bolak-balik menjadi sistem tegangan dan arus dengan nilai yang biasanya dari nilai berbeda dan pada nilai frekuensi yang sama untuk tujuan transmisi daya listrik [14],[2],[13]. Transformator daya telah dikelompokkan menjadi tiga segmen pasar berdasarkan rentang ukuran daya [15], yaitu (i) transformator daya kecil (500 hingga 7.500 kVA), (ii) transformator daya sedang (7.500 kVA hingga 100 MVA), dan (iii) transformator daya besar (lebih besar dari 100 MVA). Diagram skematis struktur kelengkapan pada *oil immersed transformer*, seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Sumber: <https://www.quora.com/What-is-the-use-of-a-conservator-in-transformer>

Gambar 1 Diagram skematis struktur kelengkapan pada *oil immersed transformer*

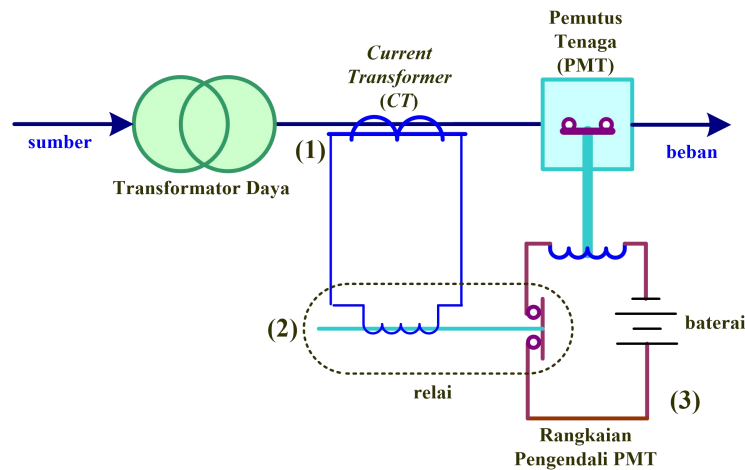
Berdasarkan Gambar 1 dijelaskan, bahwa faktor kapasitas atau *rating* transformator daya bukan satu-satunya penentu dalam pemilihan peralatan proteksi. Gangguan-gangguan pada transformator daya dan kelompok vektor transformator, juga merupakan faktor-faktor penentu dalam pemilihan peralatan proteksi.

Berpedoman kepada uraian-uraian tersebut, maka ditetapkan dua tujuan penelitian yang meliputi (1) memperoleh kinerja relai diferensial (RD) dan (2) memperoleh kinerja relai Buchholz (RB). Pemasangan relai diferensial sebagai pengaman elektrik terhadap transformator daya dari gangguan hubung singkat [3], sedangkan relai Buchholz sebagai pengaman mekanis terhadap

transformator daya dari gangguan gas dan tekanan minyak pada tangki transformator [13]. Penjaminan terhadap relai proteksi yang beroperasi dengan keandalan tinggi, maka penyetelan relai diferensial dan Buchholz harus tepat, agar gangguan yang mungkin timbul dapat teratasi.

2. TINJAUAN PUSTAKA

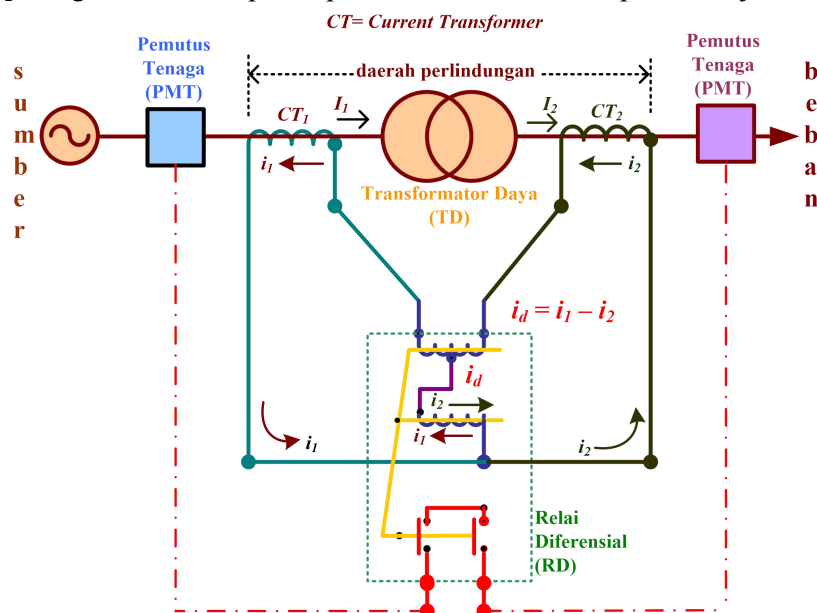
Sistem proteksi (*protection system*) dengan pemanfaatan relai proteksi merupakan suatu susunan peralatan (misal, relai proteksi, transformator arus, dan lain-lain) dalam suatu bentuk rangkaian tertentu yang berfungsi sebagai pemberi tanggapan terhadap suatu gangguan yang terjadi pada bagian sistem daya listrik [16]. Sistem relai proteksi secara otomatis sebagai pengendali operasi pemutus tenaga (PMT, *circuit breaker, cb*), perlu penyetelan relai proteksi [17],[18]. Operasi pembukaan PMT untuk pengisolasian/pembebasan bagian sistem terganggu, agar tidak berdampak kepada bagian sistem daya listrik lain yang tidak terjadi gangguan, sangat berkait erat dengan kinerja pemutus tenaga [16],[19],[20]. Diagram skematis rangkaian sederhana sistem proteksi dengan pemasangan relai proteksi, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.



(1) Bagian primer CT dihubungkan seri dengan rangkaian yang diproteksi; (2) Bagian sekunder CT beserta kumparan kerja rele
(3) Rangkaian pengendali PMT (*tripping circuit*) dan baterai

Gambar 2 Diagram skematis rangkaian sederhana sistem proteksi dengan relai proteksi

Prinsip operasi relai diferensial didasarkan kepada (i) perbandingan vektor arus antara I_1 dan I_2 atau antara i_1 dan i_2 , (ii) CT_1 dan CT_2 harus dengan rasio sedemikian sehingga nilai $i_1 = i_2$, dan (iii) sambungan dari polaritas CT_1 dan CT_2 harus benar. Jenis-jenis gangguan yang terjadi berdasarkan daerah pengamanan, yaitu gangguan di luar daerah perlindungan dan gangguan di dalam daerah perlindungan [1]. Diagram skematis penempatan relai diferensial, seperti ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3 Diagram skematis penempatan relai diferensial

Berdasarkan Gambar 3 dijelaskan, bahwa Perhitungan terhadap arus yang dideteksi relai diferensial per fase dan arus pengekang atau *restraint* [3],[4],[21], seperti ditunjukkan pada persamaan (1) dan (2).

$$i_d = |i_1 - i_2| = 0 \tag{1}$$

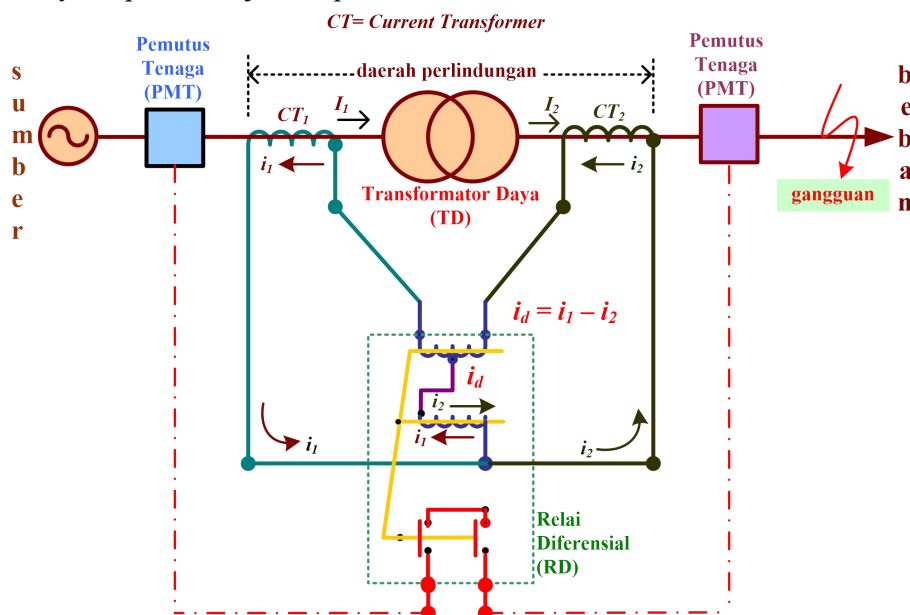
$$i_r = \frac{|i_1| + |i_2|}{2} \tag{2}$$

dengan i_d = arus yang dideteksi oleh relai diferensial; i_1 = arus berasal dari keluaran CT_1 yang dideteksi relai diferensial; i_2 = arus berasal dari keluaran CT_2 yang dideteksi relai diferensial; dan i_r = arus pengekang. Nilai i_d , i_1 , i_2 , dan i_r dalam bentuk besaran-besaran vektor. Berdasarkan persamaan (1), relai diferensial tidak beroperasi, apabila terjadi gangguan di luar daerah perlindungan transformator daya [1]. Perhitungan terhadap arus yang dideteksi relai diferensial [22],[23] terhadap keberadaan gangguan di dalam daerah perlindungan terhadap transformator daya, seperti ditunjukkan pada persamaan (3).

$$i_d = |i_1 + i_2| \tag{3}$$

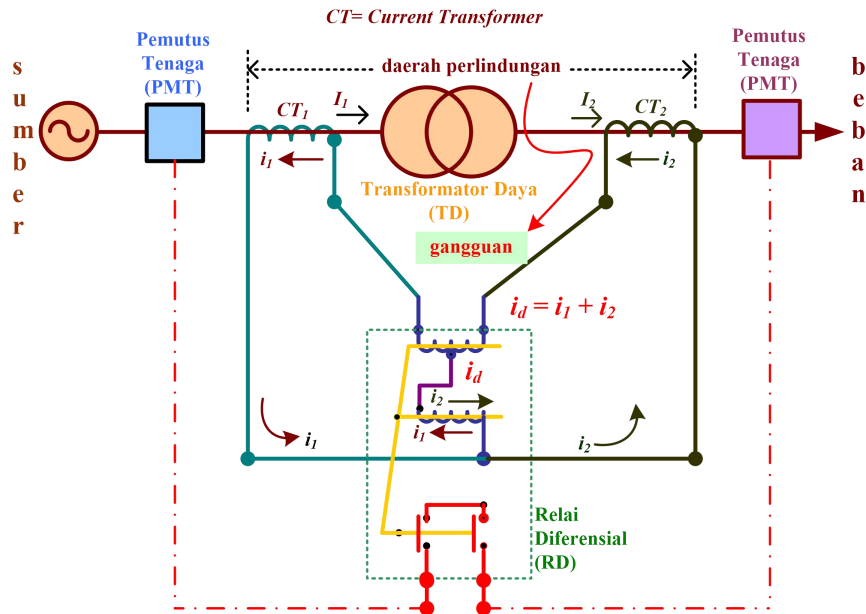
dengan: $i_d \neq 0$. Berdasarkan persamaan (3), relai diferensial beroperasi, apabila terjadi gangguan di dalam daerah perlindungan terhadap transformator daya. Gangguan di dalam daerah perlindungan terhadap transformator daya berakibat kepada kemunculan perbedaan karakteristik antara CT_1 dan CT_2 , lebih lanjut perbedaan tersebut berakibatkan kepada timbulnya ketidakseimbangan arus.

Prinsip operasi relai diferensial didasarkan kepada (i) perbandingan vektor arus antara I_1 dan I_2 atau antara i_1 dan i_2 , (ii) CT_1 dan CT_2 harus dengan rasio sedemikian sehingga nilai $i_1 = i_2$, dan (iii) sambungan dari polaritas CT_1 dan CT_2 harus benar. Jenis-jenis gangguan yang terjadi berdasarkan daerah pengamanan, yaitu gangguan di luar daerah perlindungan dan gangguan di dalam daerah perlindungan [1]. Diagram skematis keberadaan gangguan di luar daerah perlindungan terhadap transformator daya, seperti ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4 Diagram skematis keberadaan gangguan di luar daerah perlindungan terhadap transformator daya

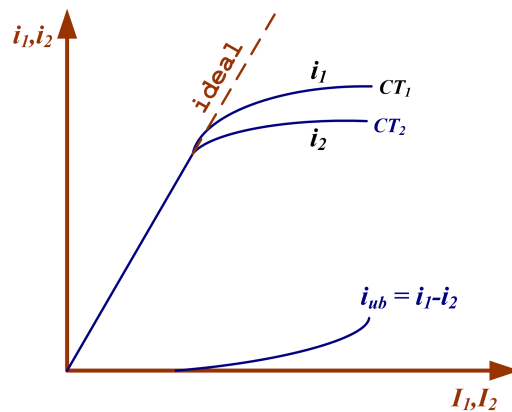
Diagram skematis keberadaan gangguan di dalam daerah perlindungan terhadap transformator daya, seperti ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5 Diagram skematis keberadaan gangguan di dalam daerah perlindungan terhadap transformator daya

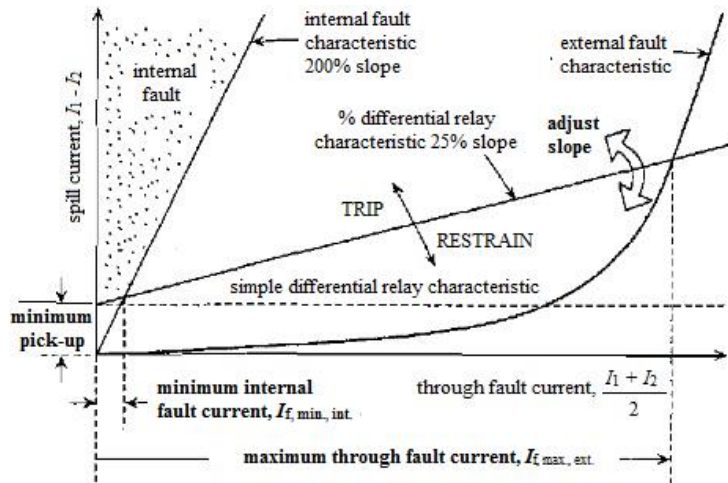
Relai diferensial adalah relai yang selektif, sehingga apabila terjadi gangguan di daerah perlindungan objek yang dilindungi, maka relai beroperasi, sedangkan apabila gangguan terjadi di luar daerah perlindungan objek yang dilindungi, maka relai tidak beroperasi [1]. Berkenaan dengan sifat selektif tersebut, maka relai diferensial merupakan perlindungan utama (*main protection*) yang tidak perlu dikoordinasikan dengan relai jenis lain. Tanggapan (respon) yang ditunjukkan relai diferensial sangat cepat dan tidak diperlukan tundaan waktu (*time delay*) [6].

Hubungan antara arus masukan dan keluaran pada transformator arus, seperti ditunjukkan pada Gambar 6.



Gambar 6 Hubungan antara arus masukan dan keluaran pada transformator arus

Berdasarkan Gambar 6 ditunjukkan, bahwa hal-hal yang berpengaruh terhadap keberadaan i_{ub} , adalah (i) karakteristik kelengkungan magnetik dari CT_1 dan CT_2 , terutama pada arus hubung singkat yang besar dan berakibat kepada arus sekunder tidak lagi linear terhadap arus primer karena terjadi kejenuhan pada CT ; (ii) beban CT_1 dan beban CT_2 ; dan (iii) keberadaan komponen dc pada waktu hubung singkat. Komponen dc sebagai pemercepat kejenuhan CT . Keberadaan i_{ub} tersebutlah, maka dibuat relai diferensial jenis persentase (*percentage differential relay*), yaitu relai dengan karakteristik operasi mengikuti kemungkinan terjadinya i_{ub} [1],[6]. Berdasarkan karakteristik tersebut, apabila terjadi gangguan luar (*through fault*) dengan arus yang besar dan terjadi i_{ub} , maka relai tidak beroperasi [24],[21]. Kurva hubungan antara *bias* (*through fault*) *current* dan *spill* (*differential current*) [3], seperti ditunjukkan pada Gambar 7.



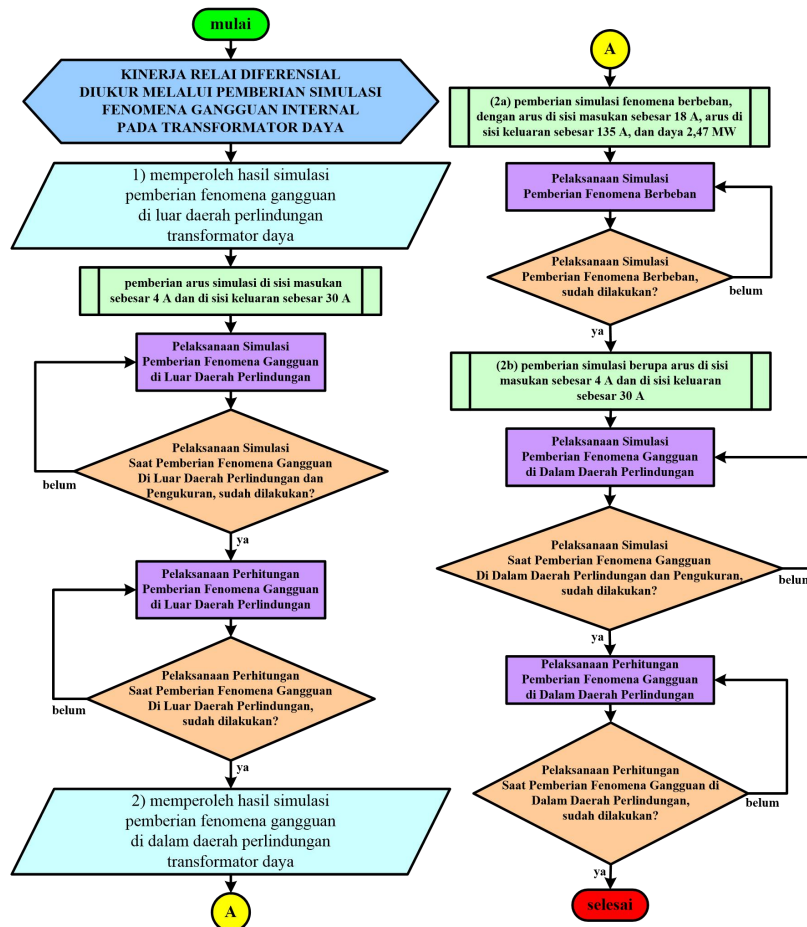
Gambar 7 Kurva hubungan antara bias (through fault) current dan spill (differential) current

Minimum pick-up (g) dimaksudkan untuk antisipasi terhadap sejumlah keadaan, yaitu (i) ketidakseimbangan arus, (ii) ketidakseimbangan antar Auxiliary CT yang digunakan, (iii) arus magnetisasi, dan (iv) perubahan rasio transformator daya karena pengoperasian on load tap changer [25].

2. METODE PENELITIAN

2.1 Metode Penelitian

Metode penelitian merupakan tahapan-tahapan pelaksanaan penelitian untuk pencapaian tujuan penelitian. Metode penelitian ini dibuat dalam bentuk diagram alir yang berpedoman kepada tujuan penelitian dan langkah-langkah untuk pencapaian tujuan itu. Diagram alir metode penelitian, seperti ditunjukkan pada Gambar 8.



Gambar 8 Diagram alir metode penelitian

Berdasarkan diagram alir penelitian pada Gambar 19 dapat dijelaskan, bahwa pengukuran kinerja relai diferensial dilakukan melalui (a) simulasi kondisi gangguan di luar daerah perlindungan transformator daya, (b) simulasi kondisi berbeban pada transformator daya, dan (c) simulasi kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan transformator daya, sedangkan pengukuran kinerja relai Buchholz dilakukan melalui pemberian kondisi untuk penyetelan *alarm* dan *trip*.

Kondisi gangguan dipilih fenomena gangguan hubung singkat fase-tiga dan diberi nilai tegangan masukan sebesar 380 volt (fase-fase), sehingga diperoleh nilai arus primer yang masuk ke transformator. Transformator daya yang digunakan sebagai objek dengan nilai impedans sebesar 13,86% (0,1386 per unit, p.u.). Nilai impedans belitan pada transformator daya dalam persen, diubah ke dalam satuan ohm [26] dengan persamaan (4).

$$X_T = \text{Impedans Transformator (\%)} \times Z_{Basis} \quad (4),$$

dengan:

X_T = nilai impedans belitan transformator daya, [ohm];

Impedans Transformator (%) = nilai impedans belitan transformator daya dalam persen;

Z_{Basis} = impedans dasar semua komponen dalam sistem, [ohm].

Perolehan nilai Z_{basis} [26], digunakan persamaan (5).

$$Z_{basis} = \frac{kV^2}{MVA} \quad (5),$$

dengan:

Z_{basis} = impedans belitan transformator, [ohm];

kV = tegangan fase-fase (sisi primer atau sisi sekunder), [kV];

MVA = kapasitas transformator, [MVA].

Penghitungan nilai arus primer pada transformator daya [26] digunakan persamaan (6).

$$I_{primer} = \frac{kV}{\sqrt{3} \times X_T} \quad (6).$$

Penggunaan arus primer I_{primer} pada persamaan (6) untuk penentuan nilai arus sekunder pada transformator daya [3], sehingga digunakan persamaan perbandingan seperti pada persamaan (7).

$$\alpha(I_{sekunder}) = \frac{I_{primer} \times \text{jumlah belitan sekunder}}{\text{jumlah belitan sekunder}} \quad (7).$$

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Kinerja relai diferensial dilakukan melalui pengukuran kinerja dengan pemberian simulasi terhadap dua kondisi utama, yaitu (a) simulasi kondisi gangguan di luar daerah perlindungan transformator daya dan (b) simulasi kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan transformator daya. Arus penyetelan ditentukan sebesar 130% dari arus terbesar yang timbul di setiap fase. Dihitung terlebih dahulu nilai impedans dasar dengan persamaan (4), sehingga diperoleh $Z_{basis} = \frac{kV^2}{MVA} = \frac{150^2}{60} = 375$

ohm. Hasil tersebut digunakan untuk penghitungan nilai reaktans transformator dengan persamaan (3), $X_T = \text{Impedans Transformator (\%)} \times Z_{Basis}$, sehingga diperoleh $X_T = \frac{13,86}{100} \times 375 = 51,975$ ohm. Substitusi

tegangan uji sebesar 380 volt, pemberian arus uji di sisi primer $I_{primer} = 4$ A dan sisi sekunder $I_{sekunder} = 30$ A, maka arus primer hasil perhitungan diperoleh dengan penggunaan persamaan (5):

$$I_{primer} = \frac{380}{\sqrt{3} \times X_T} = \frac{380}{\sqrt{3} \times 51,975} = 4,22 \text{ ampere. Untuk perolehan nilai arus sekunder, dilakukan}$$

penghitungan berdasarkan perbandingan dengan persamaan (6), yaitu $\frac{230,9}{1732} = \frac{4,22}{\alpha}$, maka nilai

$$\alpha = \frac{4,22 \times 1732}{230,9} = 31,65, \text{ sehingga diperoleh nilai arus sisisekunder, } I_{sekunder} = 31,65 \text{ ampere.}$$

4.1 Simulasi Pemberian Kondisi Gangguan di Luar Daerah Perlindungan Transformator Daya

pengukuran di lapangan tidak sama dengan nol, sehingga terdapat nilai toleransi dari alat ukur tersebut. Terdapat persentase selisih hasil pengukuran berkisar 2,782324% sampai 3,618421%.

Proses penghitungan dijelaskan pada uraian berikut dengan penggunaan persamaan (6). Arus keluaran dari CT_1 sebelum masuk ke *Aux. CT Tap-A* di sisi 150 kV, adalah $\frac{4}{\alpha} = \frac{300}{5}$, maka

$$\alpha = \frac{4 \times 5}{300} = 0,066, \text{ sehingga diperoleh nilai arus berkisar } 66 \text{ mA.}$$

Arus keluaran dari CT_1 setelah keluar dari *Aux. CT Tap-A* di sisi 150 kV, adalah $\frac{66}{\alpha} = \frac{43}{29}$ dengan keberadaan di sisi keluaran *Aux. CT Tap-A* berupa hubungan delta, maka dikalikan $\sqrt{3}$, sehingga $\alpha = \frac{66 \times 29}{43} \times \sqrt{3} \approx 77,09$ atau diperoleh nilai arus berkisar 77,09 mA.

Arus keluaran dari CT_2 sebelum masuk ke *Aux. CT Tap-B* di sisi 20 kV, adalah $\frac{30}{\alpha} = \frac{2000}{5}$, maka $\alpha = \frac{30 \times 5}{2000} = 0,075$, sehingga diperoleh nilai arus sebesar 75 mA.

Arus keluaran dari CT_2 setelah keluar dari *Aux. CT Tap-B* di sisi 20 kV: $\frac{75}{\alpha} = \frac{43}{25}$ dengan keberadaan di sisi keluaran *Aux. CT Tap-B* berupa hubungan delta, maka dikalikan $\sqrt{3}$, sehingga $\alpha = \frac{75 \times 25}{43} \times \sqrt{3} \approx 75,52$ atau diperoleh nilai arus berkisar 75,52 mA.

Arus masuk ke relai diferensial hasil perhitungan pada pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan dihitung dengan persamaan (1), diperoleh sebesar: $77,09 - 75,52 = 1,57$ mA. Hasil perhitungan arus pada simulasi pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan transformator daya, seperti ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2 Hasil perhitungan arus pada simulasi pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan transformator daya

Sisi 150 kV	
Arus sebelum <i>Aux. CT Tap-A</i>	Arus setelah <i>Aux. CT Tap-A</i>
I_R : 66 mA	I_R : 77,09 mA
I_S : 66 mA	I_S : 77,09 mA
I_T : 66 mA	I_T : 77,09 mA
Sisi 20 kV	
Arus sebelum <i>Aux. CT Tap-B</i>	Arus setelah <i>Aux. CT Tap-B</i>
I_R : 75 mA	I_R : 75,52 mA
I_S : 75 mA	I_S : 75,52 mA
I_T : 75 mA	I_T : 75,52 mA
Arus masuk ke relai differensial:	
Fase-R = 1,57 mA; Fase-S = 1,57 mA; Fase-T = 1,57 mA;	
Persentase kesalahan: 2,078919%	

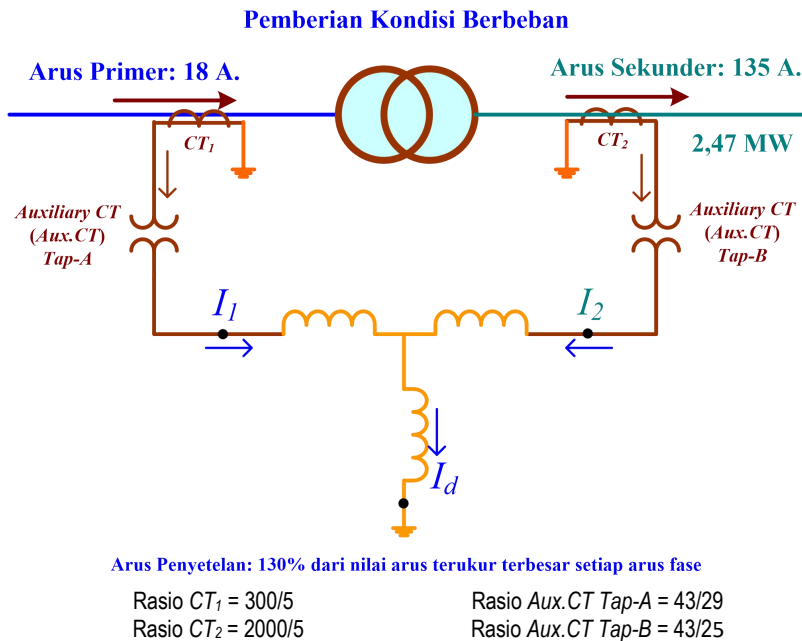
Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial saat pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan, diperoleh arus yang teralirkan ke relai diferensial pada fase-R 1,9 mA, arus fase-S 1,7 mA, dan arus fase-T sebesar 2,2 mA, sedangkan nilai seharusnya adalah sebesar nol mA, sehingga arus fase-R terdapat selisih hasil pengukuran sebesar 3,020668%, 2,782324%, dan 3,618421%. Hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 1,57 mA, sedangkan nilai seharusnya adalah sebesar nol mA, sehingga masing-masing fase terdapat selisih sebesar 2,078919%.

4.2 Simulasi Pemberian Kondisi Gangguan di Dalam Daerah Perlindungan Transformator Daya

Pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan transformator daya melalui dua tahap, yaitu kondisi berbeban dan kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan.

4.2.1. Simulasi pemberian kondisi berbeban

Diagram skematis pengukuran kinerja relai diferensial dengan pemberian simulasi berupa kondisi berbeban transformator daya, seperti ditunjukkan pada Gambar 10.



Gambar 10 Diagram skematis pengukuran kinerja relai diferensial dengan pemberian simulasi berupa kondisi berbeban pada transformator daya

Berdasarkan Gambar 10 ditunjukkan, bahwa nilai arus hasil pengukuran pada posisi sebelum *Aux.CT Tap-A* dan *Aux.CT Tap-B* merupakan hasil berdasarkan nilai rasio CT_1 dan CT_2 . Untuk penyeimbangan terhadap arus yang dihasilkan CT_1 dan CT_2 , maka diperlukan *Aux.CT Tap-A* dan *Aux.CT Tap-B*. Hasil pengukuran arus dengan pemberian simulasi berupa kondisi berbeban pada transformator daya, seperti ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3 Hasil pengukuran arus dengan pemberian simulasi berupa kondisi berbeban pada transformator daya

Sisi 150 kV	
sebelum <i>Aux.CT Tap-A</i>	setelah <i>Aux.CT Tap-A</i>
I_R : 165,2 mA	I_R : 195,6 mA
I_S : 165,2 mA	I_S : 199,2 mA
I_T : 199 mA	I_T : 188,2 mA
Sisi 20 kV	
sebelum <i>Aux.CT Tap-B</i>	setelah <i>Aux.CT Tap-B</i>
I_R : 198 mA	I_R : 1982 mA
I_S : 190,4 mA	I_S : 202 mA
I_T : 193,3 mA	I_T : 191,7 mA
Arus masuk ke relai differensial:	
Fase-R = 2,6 mA; Fase-S = 2,8 mA; Fase-T = 3,5 mA;	
Arus penyetelan: $3,5 + (30\% \times 3,5) = 4,45$ mA	

Berdasarkan Tabel 3 ditunjukkan, bahwa nilai arus dari hasil pengukuran menjadi kewenangan pihak GI. Arus penyetelan terhadap relai diferensial didasarkan kepada nilai pengukuran terbesar dari setiap arus per fase terukur, sehingga diperoleh arus penyetelan ($I_{set.} = 3,5 + (30\% \times 3,5) = 4,45$ mA. Saat

Berdasarkan Tabel 4 ditunjukkan, bahwa nilai arus dari hasil pengukuran menjadi kewenangan pihak GI. Hasil pengukuran berbeda dengan hasil perhitungan, karena alat ukur yang digunakan dengan sensitivitas tertentu, sehingga dihasilkan nilai berbeda. Pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan, dihasilkan nilai arus yang masuk ke relai bersifat penjumlahan, karena arah vektor arus yang dihasilkan pada simulasi ini searah, sehingga hasil penjumlahan yang diperoleh bernilai tidak sama dengan nol. Hal itu berdampak kepada relai diferensial dapat beroperasi.

Proses penghitungan dijelaskan pada uraian berikut.

Arus keluaran dari CT_1 sebelum masuk ke $Aux.CT Tap-A$ di sisi 150 kV, adalah $\frac{4}{\alpha} = \frac{300}{5}$, maka

$$\alpha = \frac{4 \times 5}{300} = 0,066 \text{ A} \approx 66 \text{ mA.}$$

Arus keluaran dari CT_1 setelah keluar dari $Aux .CT Tap-A$ di sisi 150 kV, adalah $\frac{66}{\alpha} = \frac{43}{29}$ dengan

keberadaan di sisi keluaran $Aux.CT Tap-B$ berupa hubungan delta, maka dikalikan $\sqrt{3}$, sehingga $\alpha = \frac{66 \times 29}{43} \times \sqrt{3} \approx 77,09$ atau diperoleh nilai arus berkisar 77,09 mA.

Arus keluaran dari CT_1 sebelum masuk ke $Aux CT Tap-B$ di sisi 20 kV, adalah $\frac{30}{\alpha} = \frac{2000}{5}$, maka

$$\alpha = \frac{30 \times 5}{2000} = 0,075 \quad \alpha = \frac{30 \times 5}{2000} = 0,075, \text{ sehingga diperoleh nilai arus sebesar } 75 \text{ mA.}$$

Arus keluaran dari CT_2 sebelum masuk ke $Aux .CT Tap-B$ di sisi 20 kV, adalah $\frac{75}{\alpha} = \frac{43}{25}$, maka

$$\alpha = \frac{75 \times 25}{43} \times \sqrt{3} \approx 75,52, \text{ sehingga diperoleh nilai arus berkisar } 75,52 \text{ mA.}$$

Arus masuk ke relai diferensial hasil perhitungan pada pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan dihitung dengan persamaan (2), diperoleh sebesar $77,09 + 75,52 = 152,61$ mA. Hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial pada simulasi pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan transformator daya, seperti ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5 Hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial pada simulasi pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan transformator daya

Sisi 150 kV	
Arus sebelum $Aux.CT Tap-A$	Arus setelah $Aux.CT Tap-A$
I_R : 66 mA	I_R : 77,09 mA
I_S : 66 mA	I_S : 77,09 mA
I_T : 66 mA	I_T : 77,09 mA
Sisi 20 kV	
Arus sebelum $AuxCT Tap-B$	Arus setelah $AuxCT Tap-B$
I_R : 75 mA	I_R : 75,52 mA
I_S : 75 mA	I_S : 75,52 mA
I_T : 75 mA	I_T : 75,52 mA
Arus masuk ke relai differensial:	
Fase-R = 152,61 mA; Fase-S = 152,61 mA; Fase-T = 152,61 mA.	

Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial saat pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan, diperoleh arus yang teralirkan ke relai diferensial pada fase-R 127,7 mA, arus fase-S 123,9 mA, dan arus fase-T sebesar 123,8 mA, sedangkan hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 152,61 mA. Nilai seharusnya tidak boleh sama dengan nol mA, sehingga telah sesuai syarat bahwa relai diferensial beroperasi karena nilai arus yang teralirkan ke relai diferensial tidak sama dengan nol dan lebih besar dari nilai arus penyetelan.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan, maka dapat ditarik kesimpulan sesuai tujuan penelitian. Kinerja relai diferensial disimulasikan dengan 2 (dua) kondisi, yaitu pemberian gangguan di luar dan di dalam daerah perlindungan transformator daya. Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke

relai diferensial saat pemberian kondisi gangguan di luar daerah perlindungan, diperoleh arus yang teralirkan ke relai diferensial pada fase-R 1,9 mA, arus fase-S 1,7 mA, dan arus fase-T sebesar 2,2 mA, sedangkan nilai seharusnya adalah sebesar nol mA, sehingga arus fase-R terdapat selisih hasil pengukuran sebesar 3,020668%, 2,782324%, dan 3,618421%. Hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 1,57 mA, sedangkan nilai seharusnya adalah sebesar nol mA, sehingga masing-masing fase terdapat selisih sebesar 2,078919%.

Hasil pengukuran saat pemberian kondisi berbeban, diperoleh arus yang teralirkan ke relai pada fase-R 2,6 mA, arus fase-S 2,8 mA, dan arus fase-T sebesar 3,5 mA, tetapi relai diferensial tidak beroperasi, karena relai disetel dengan nilai sebesar 130% dari arus terbesar di antara ketiga fase, sehingga diperoleh arus penyetelan ($I_{set.}$) = $3,5 + (30\% \times 3,5) = 4,45$ mA. Hasil pengukuran terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial saat pemberian kondisi gangguan di dalam daerah perlindungan, diperoleh arus yang teralirkan ke relai diferensial pada fase-R 127,7 mA, arus fase-S 123,9 mA, dan arus fase-T sebesar 123,8 mA, sedangkan hasil perhitungan terhadap arus yang teralirkan ke relai diferensial dari masing-masing fase sebesar 152,61 mA. Nilai seharusnya tidak boleh sama dengan nol mA, sehingga telah sesuai syarat bahwa relai diferensial beroperasi karena nilai arus yang teralirkan ke relai diferensial tidak sama dengan nol dan lebih besar dari nilai arus penyetelan.

REFERENSI

- [1] Zigler, G. "Mode of Operation," in *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*, Second Edition. Erlangen: Publicis, pp. 17-50, 2012.
- [2] Gajic, Z. (2008). *Differential Protection for Arbitrary Three-Phase Power Transformers*, Doctoral Dissertation Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Zoran_Gajic2/publication/299748214_Differential_Protection_for_Arbitrary_Three-Phase_Power_Transformers/
- [3] Paithankar, Y.G., Bhide, S.R. "Differential Protection," in *Fundamentals of Power System Protection*, New Delhi: Printice-Hall of India Private Limited, pp. 57-73, 2003.
- [4] Horowitz, S.H., Phadke, A.G. "Transformer Protection," in *Power System Relaying*. Chichester, WS: John Wiley & Sons Ltd, pp.195-224, 2008.
- [5] Oza, B.A., Nair, N-K.C., Mehta, R.P., Makwana, V.H. "Electromagnetic Relays," in *Power System Protection and Switchgear*. New Delhi: Tata McGraw-Hill Education Private Limited, pp. 16-50, 2010.
- [6] Rockefeller, G. (2013). *Transformer Protection Application Guide*, Highland, IL: Basler Electric, pp. 1-30. [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/transfguide.pdf>.
- [7] IEEE Std C37.91-2000 (Revision of IEEE Std C37.91-1985), 2000. "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers (Approved: 8 March 2000).
- [8] Mohammadpour, H., Dashti, R. "A New Method Presentation for Fault Location in Power Transformers," in *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 5, No. 6, 2011, pp. 741-746.
- [9] Joshi, N.C., Sood, Y.R., Jarial, R.K., Thapliyal, R. (2012). "Transformer Internal Winding Faults Diagnosis Methods: A Review," in *MIT International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering*, Vol. 2, No. 2, Aug. 2012, pp. 77-81. [Online] Available: http://mitpublications.org/yellow_images/1362470798_logo_3.pdf.
- [10] Wang, H., Butler, K.L. (2002). "Modeling Transformers with Internal Incipient Faults," in *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 17, No. 2, April 2002, pp. 500-509. [Online]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/6b39/bd7758e02a45514fd376a5c2933c0cf5354e.pdf>
- [11] Thangavelan, M., Prabavathi, K., Ramesh, L. (2014). "Review on Power Transformer Internal Fault Diagnosis," in *Journal of Electrical Engineering*, 14(3), April 2014, pp.(50) 1-6. <http://www.jee.ro/covers/art.php?issue=WH1390973948W52e893fc96ea7>.
- [12] Mishra, V., Prakash, S., Singh, A. "Detection of Internal Faults in Transformers by Negative Sequence Current," in *Journal SAMRIDDHI (S-JPSET)*, 4(2), 2013, pp. 61-65.
- [13] Dokumen PT PLN (Persero), Nomor: PDM/PGI/07:2014. "Buku Pedoman Pemeliharaan Transformator Tenaga," pada Lampiran Surat Keputusan Direksi PT PLN (Persero), Nomor:

0520-2.K/DIR/2014. [Online]. Tersedia di: <http://121.100.16.220/webtjbtb/wp-content/uploads/perpustakaan/Buku%20Pedoman%20Trafo%20Tenaga%20Final.pdf>.

- [14] IEC 60076-1:2011. *Power Transformers - Part 1: General*. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/588>.
- [15] Sim, H.J., Digby, S.H. "Power Transformer," in *Electric Power Transformer Engineering*, James H. Harlow (Editor). Boca Raton, FL: CRC Press, pp. 2.1-2.23, 2004.
- [16] Blackburn, J.L., Domin, T.J. "Chapter 1 Introduction and General Philosophies," in *Protective Relaying: Principles and Applications*, Third Edition. Boca Raton, FL: CRC Press, pp. 1-36, 2006.
- [17] Goeritno, A., Saidah. (2014). "Simulation of Single-phase to Ground Fault to Anticipate Against the Sympathetic Tripping Phenomena," in *Proceeding of the 1st ICETIA*, UMS, Surakarta, pp. 229-233. [Online]. Available: <https://publikasiilmiah.ums.ac.id/xmlui/bitstream/handle/11617/4994/37-Arief%20Goeritno.pdf?sequence=1>
- [18] Goeritno, A., Rasiman, S., Ruhjana, J. "Pemasangan *Overcurrent Relay (OCR)* dan *Ground Fault Relay (GFR)* Untuk Koordinasi Proteksi Terhadap Arus Lebih di Sisi Penyulang Keluaran Transformator Daya (Studi Kasus Di Gardu Induk Bogor Baru)," di *Prosiding Seminar Nasional Teknologi Terapan (SNTT ke-4) 2016*, SV-UGM, Yogyakarta, hlm. 126-134.
- [19] Goeritno, A., B.I. Syaputra, B.I. "Kelayakan Operasi Pemutus Tenaga (PMT) Tegangan Ekstra Tinggi Bermedia Gas Sulphur Hexaflourite (Sf6) Berdasarkan Kualitas Gas, Keserempakan Titik Titik Kontak, dan Parameter Resistans," di *JUTEKS (Jurnal Teknik Elektro dan Sains)*, Vol.1, No.1, April 2014, hlm. 1-7. [Online]. Tersedia di: <http://ejournal.uika-bogor.ac.id/index.php/JUTEKS/article/view/740/eng>.
- [20] Goeritno, A., Rasiman, S. (2017). "Performance of Bulk Oil Circuit Breaker (BOCB) Influenced by Its Parameters (Case Study at the Substation of Bogor Baru)," in the 3rd International Conference on Engineering, Technology and Industrial Application (the 3rd ICETIA, 2016), pp. (020001) 1-12. [Online]. Available: <http://aip.scitation.org/doi/pdf/10.1063/1.4985446>.
- [21] Turner, S. "Testing Numerical Transformer Differential Relays," in *the 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, October, 2011, pp. 251-256.
- [22] Dris, O., Elmareimi, F.M., Fouad, R.H. (2007). "Transformer Differential Protection Scheme with Internal Faults Detection Algorithm Using Second Harmonics Restrain and Fifth Harmonics Blocking Logic," in *Semantic Scholar*, pp. 1-5. [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/Transformer-Differential-Protection-Scheme-with-and-Dris-Elmareimi/0c8a141c8d3146dd22ae19011e19521d880c0220>
- [23] Hartmann. W. (2015). *Improving Transformer Protection*, Originally presented as an IEEE IAS PPIC paper (June 2015), pp. 1-12. [Online]. Available: <https://www.beckwithelectric.com/docs/tech-papers/events/ppic-2015/Improving-Transformer-Protection-150213.pdf>.
- [24] Thompson, M.J. "Percentage Restrained Differential, Percentage of What?," in *the 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, October, 2011, pp. 278-289.
- [25] Kasztenny, B., Kulidjian, A., Campbell, B., Marzio Pozzuoli, M. "Operate And Restraint Signals Of A Transformer Differential Relay," in *Proc. of 54th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, 2000, pp. 1-24.
- [26] Elgerd, O.I. *Fundamental Concepts of Electric Energy Systems Engineering*, in *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*, 1st ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, pp. 11-43, 1971.