



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Sistem Proteksi Tenaga Listrik

Sistem proteksi adalah suatu sistem pengamanan terhadap peralatan listrik, yang diakibatkan adanya gangguan teknis, gangguan alam, kesalahan operasi, dan penyebab yang lainnya. Proteksi sistem tenaga listrik adalah sistem proteksi yang dipasang pada peralatan-peralatan listrik suatu sistem tenaga listrik, misalnya generator, transformator, jaringan dan lain-lain, terhadap kondisi abnormal operasi sistem itu sendiri. Kondisi abnormal itu dapat berupa antara lain: hubung singkat, tegangan lebih, beban lebih, frekuensi sistem rendah, asinkron dan lain-lain. Keandalan dan kemampuan suatu sistem tenaga listrik dalam melayani konsumen sangat tergantung pada sistem proteksi yang digunakan. Oleh sebab itu dalam perancangan suatu sistem tenaga listrik, perlu dipertimbangkan kondisi-kondisi gangguan yang mungkin terjadi pada sistem, melalui analisa gangguan. Dari hasil analisa gangguan, dapat ditentukan sistem proteksi yang akan digunakan, seperti: spesifikasi switchgear, rating circuit breaker (CB) serta penetapan besaran-besaran yang menentukan bekerjanya suatu relay (setting relay) untuk keperluan proteksi.

Suatu sistem tenaga listrik terdiri dari rangkaian peralatan yang sangat memungkinkan untuk mengalami gangguan, baik sebagai akibat dari faktor luar maupun dari kerusakan peralatan itu sendiri. Untuk itulah diperlukan sistem proteksi yang pada prinsipnya bertugas sebagai berikut :

- a. Mendeteksi gangguan yang terjadi dengan cara mengenali gejala gangguan yang dapat berupa perubahan besaran tegangan, arus, sudut fasa maupun frekuensi.
- b. Membebaskan (memisahkan) bagian sistem yang terganggu dari sistem yang tidak terganggu.



Sistem proteksi tidak bisa menghilangkan datangnya gangguan, namun dengan adanya sistem proteksi yang bekerja dengan baik maka beberapa kerugian dan kemungkinan timbulnya bahaya atau kerusakan dapat dihindarkan. Berikut ini adalah beberapa manfaat dari adanya sistem proteksi :

- a. Mencegah kerusakan lebih jauh dari peralatan yang terganggu. Peralatan yang terganggu tentu telah mengalami kelainan atau kerusakan awal. Apabila peralatan tersebut tidak dibebaskan dari tegangan tentu kerusakan akan menjadi semakin besar.
- b. Mencegah bahaya terhadap manusia dan properti. Gangguan hubung singkat yang melalui peralatan atau properti (misal rumah, pohon) tentu akan membahayakan kalau tidak segera dibebaskan dari tegangan, karena semua benda yang bersentuhan dengan sistem akan mempunyai tegangan sentuh yang membahayakan bagi manusia.
- c. Mencegah meluasnya pemadaman atau gangguan. Bila gangguan yang terjadi pada suatu tempat tidak segera dipisahkan, maka gejala gangguan akan dirasakan oleh seluruh atau sebagian besar sistem sehingga bisa menimbulkan gangguan yang meluas atau bahkan bisa mengakibatkan pemadaman total (black out).
- d. Mengurangi stress pada peralatan yang tidak terganggu. Gejala gangguan yang terjadi pada suatu tempat akan dirasakan oleh peralatan yang tidak terganggu disekelilingnya. Misalnya gangguan hubung singkat maka akan mengalirkan arus yang sangat besar yang melewati komponen sistem (peralatan) disekitarnya dan ini menimbulkan stress pada peralatan tersebut yang pada akhirnya bisa mengurangi umur (life time) peralatan.

Pemilik sistem tenaga listrik tentu berharap setiap saat proteksi yang terpasang bisa bekerja normal sesuai yang diharapkan. Namun demikian perlu dimaklumi bahwa proteksi itu sendiri merupakan rangkaian dari beberapa peralatan yang masing-masing mempunyai kemungkinan rusak atau gagal beroperasi. Semakin besar harapan yang diminta akan semakin besar pula sumber daya yang harus diberikan pada sistem proteksi. Untuk itu diperlukan keputusan



yang logis, yang mempertimbangkan keseimbangan antara tingkat keperluan dan biaya yang harus dikeluarkan. Sebagai contoh kompleksitas proteksi pada sistem tegangan menengah tentu tidak perlu sama dengan proteksi pada sistem tegangan tinggi.<sup>9</sup>

### **2.1.1 Tujuan sistem proteksi tenaga listrik**

Tujuan dari sistem proteksi adalah sebagai berikut:

- a. Mengurangi kerusakan peralatan yang terganggu ,maupun peralatan yang dilewati oleh arus gangguan.
- b. Mengisolir bagian sistem yang terganggu sekecil mungkin dan secepat mungkin.
- c. Mencegah meluasnya gangguan.

### **2.1.2 Fungsi sistem proteksi tenaga listrik**

Fungsi dari sistem proteksi adalah sebagai berikut:

- a. Untuk menghindari atau mengurangi kerusakan peralatan listrik akibat adanya gangguan (kondisi abnormal). Semakin cepat reaksi perangkat proteksi yang digunakan, maka akan semakin sedikitlah pengaruh gangguan terhadap kemungkinan kerusakan alat.
- b. Untuk mempercepat melokalisasi luas/zone daerah yang terganggu, sehingga daerah yang terganggu menjadi sekecil mungkin.
- c. Untuk dapat memberikan pelayanan listrik dengan keandalan yang tinggi kepada konsumen, dan juga mutu listriknya baik.
- d. Untuk mengamankan manusia (terutama) terhadap bahaya yang ditimbulkan oleh listrik.

---

<sup>9</sup> Sugiarto dkk, , *PENGALAN PROTEKSI SISTEM TENAGA LISTRIK*, Semarang, 2007  
Hal 1-2



### 2.1.3 Syarat-syarat sistem proteksi

Ada beberapa kriteria yang perlu diketahui pada pemasangan suatu sistem proteksi dalam suatu rangkaian sistem tenaga listrik yaitu:

a. Kepekaan (*sensitifitas*)

Sensitifitas adalah kepekaan rele proteksi terhadap segala macam gangguan dengan tepat yakni gangguan yang terjadi di daerah perlindungannya. Kepekaan suatu sistem proteksi ditentukan oleh nilai terkecil dari besaran penggerak saat peralatan proteksi mulai beroperasi. Nilai terkecil besaran penggerak berhubungan dengan nilai *minimum* arus gangguan dalam daerah yang dilindunginya.

b. Kecepatan

Sistem proteksi perlu memiliki tingkat kecepatan sebagaimana ditentukan sehingga meningkatkan mutu pelayanan, keamanan manusia, peralatan dan stabilitas operasi. Mengingat suatu sistem tenaga mempunyai batas-batas stabilitas serta kadang-kadang gangguan sistem bersifat sementara, maka rele yang semestinya bereaksi dengan cepat kerjanya perlu diperlambat (*time delay*).

c. Selektifitas

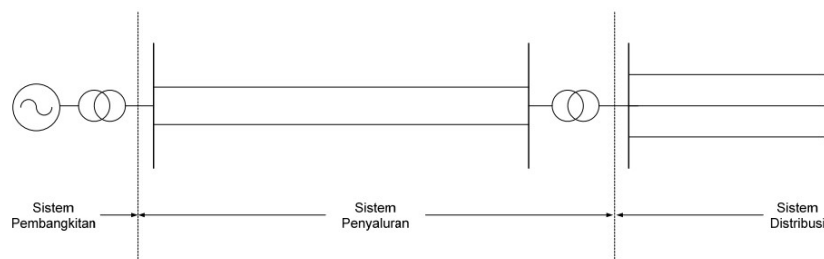
Selektif berarti suatu sistem proteksi harus dapat memilih bagian sistem yang harus diisolir apabila rele proteksi mendeteksi gangguan. Bagian yang dipisahkan dari sistem yang sehat sebisanya adalah bagian yang terganggu saja. Diskriminatif berarti suatu sistem proteksi harus mampu membedakan antara kondisi normal dan kondisi abnormal. Ataupun membedakan apakah kondisi abnormal tersebut terjadi di dalam atau di luar daerah proteksinya. Dengan demikian, segala tindakannya akan tepat dan akibatnya gangguan dapat dieliminir menjadi sekecil mungkin.



## 2.2 Sistem Proteksi Distribusi<sup>9</sup>

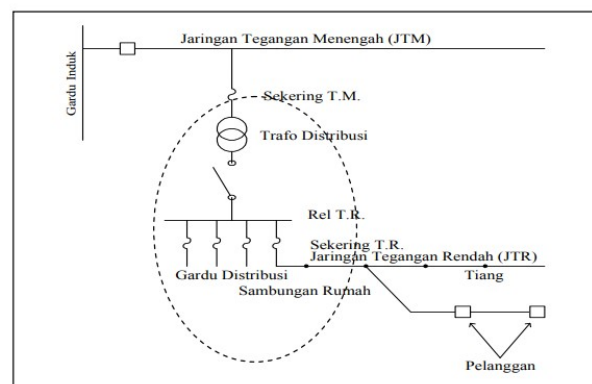
### 2.2.1 Sistem distribusi

Secara garis besar pengusahaan Sistem Tenaga Listrik dibagi menjadi tiga bagian utama, yaitu Sistem Pembangkitan, Sistem Penyaluran (Transmisi & Gardu Induk), dan Sistem Distribusi. Dengan demikian Sistem Distribusi merupakan bagian akhir dari rangkaian komponen pada sistem tenaga listrik (Gambar 1.1).



Gambar 2.1 Sistem Pembangkitan Listrik

Sistem Distribusi merupakan rangkaian komponen listrik mulai dari sisi sekunder trafo gardu induk (sisi tegangan Menengah) hingga sisi tegangan rendah di pelanggan/ konsumen (Gambar 1.2).



Gambar 2.2 Sistem Distribusi

Sesuai dengan gambar 2-2 maka bagian-bagian utama sistem distribusi adalah :

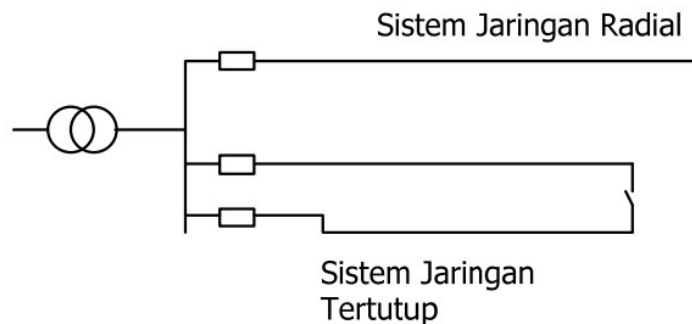
<sup>9</sup> Sugiarto dkk, , *PENGALAN PROTEKSI SISTEM TENAGA LISTRIK*, Semarang, 2007  
Hal 13-15



- a. Jaringan Tegangan Menengah (JTM 20 KV)
- b. Gardu Hubung
- c. Gardu Distribusi (Trafo)
- d. Jaringan Tegangan Rendah (JTR 220/380 V)

Selanjutnya berdasarkan konfigurasinya, jaringan distribusi tegangan menengah dibedakan dalam dua macam, yaitu<sup>2</sup>:

- a. Jaringan radial yaitu jaringan yang hanya mempunyai satu pasokan tenaga listrik, jika terjadi gangguan akan terjadi “black-out” atau padam pada bagian yang tidak dapat dipasok.
- b. Jaringan bentuk tertutup yaitu jaringan yang mempunyai alternatif pasokan tenaga listrik jika terjadi gangguan. Sehingga bagian yang mengalami pemadaman (black-out) dapat dikurangi atau bahkan dihindari.



Gambar 2.3 Pola Jaringan Distribusi Dasar.

Suatu sistem tenaga listrik secara sederhana terdiri atas :

- a. Sistem Pembangkit
- b. Sistem Transmisi dan Gardu Induk
- c. Sistem Distribusi
- d. Sistem Sambungan

Pelayanan Sistem-sistem ini saling berkaitan dan membentuk suatu sistem tenaga listrik. Sistem distribusi adalah sistem yang berfungsi mendistribusikan tenaga listrik kepada para pemanfaat. Sistem distribusi terbagi 2 bagian :

<sup>2</sup> Buku PLN 1, *Kriteria Enjinering Konstruksi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. PT PLN, Jakarta, 2010, (Persero) Bab 4 Hal 3



- a. Sistem Distribusi Tegangan Menengah
- b. Sistem Distribusi Tegangan Rendah

Sistem Distribusi Tegangan Menengah mempunyai tegangan kerja di atas 1 kV dan setinggi-tingginya 35 kV. Sistem Distribusi Tegangan Rendah mempunyai tegangan kerja setinggi-tingginya 1 kV.

Jaringan distribusi Tegangan Menengah berawal dari Gardu Induk/Pusat Listrik pada sistem terpisah/isolated. Pada beberapa tempat berawal dari pembangkit listrik. Bentuk jaringan dapat berbentuk radial atau tertutup (radial open loop).

Jaringan distribusi Tegangan Rendah berbentuk radial murni. Sambungan Tenaga Listrik adalah bagian paling hilir dari sistem distribusi tenaga listrik. Pada Sambungan Tenaga Listrik tersambung Alat Pembatas dan Pengukur (APP) yang selanjutnya menyalurkan tenaga listrik kepada pemanfaat.

Konstruksi keempat sistem tersebut dapat berupa Saluran Udara atau Saluran Bawah Tanah disesuaikan dengan kebijakan manajemen, masalah kontinuitas pelayanan, jenis pelanggan, pada beban atas permintaan khusus dan masalah biaya investasi.

### **2.2.2 Aspek perencanaan jaringan distribusi<sup>2</sup>**

Jaringan distribusi Tegangan Menengah saluran udara dipakai umumnya untuk daerah dengan jangkauan luas, daerah padat beban rendah atau daerah-daerah penyangga antara kota dan desa. Biaya investasi Saluran Udara relatif murah, mudah dalam pembangunannya, mudah pada aspek pengoperasian, akan tetapi padat pemeliharaan. Tingkat kontinuitas rendah dengan konfigurasi sistem umumnya radial (Fishbone). Jaringan distribusi Tegangan Menengah saluran bawah tanah dipakai umumnya untuk daerah padat beban tinggi (beban puncak lebih dari 2,5 MVA/km<sup>2</sup> dengan luas minimal 10 km<sup>2</sup>) dengan jangkauan

---

<sup>2</sup> Buku PLN 1, *Kriteria Enjinereng Konstruksi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. PT PLN, Jakarta, 2010, (Persero) Bab 4 Hal 3 Hal 54-55



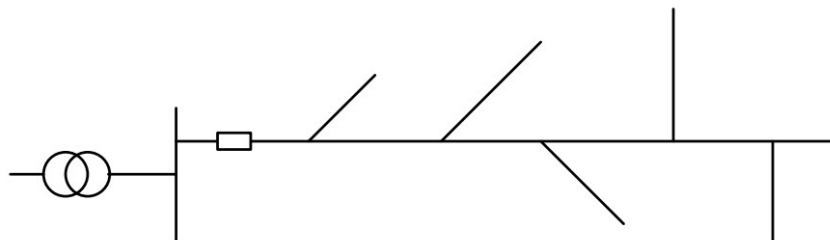
terbatas. Biaya investasi mahal, sulit dalam pembangunan, mudah dalam pengoperasian dan pemeliharaan, tingkat kontinuitas tinggi. Pada jaringan dengan saluran bawah tanah selalu direncanakan dalam bentuk “loop” guna menghindari pemadaman (black – out) akibat gangguan.

### 2.2.3 Konfigurasi jaringan<sup>2</sup>

Berdasarkan kedua pola dasar tersebut, dibuat konfigurasi-konfigurasi jaringan sesuai dengan maksud perencanaannya sebagai berikut :

#### a. Konfigurasi Tulang Ikan (Fish-Bone)

Konfigurasi fishbone ini adalah tipikal konfigurasi dari saluran udara Tegangan Menengah beroperasi radial. Pengurangan luas pemadaman dilakukan dengan mengisolasi bagian yang terkena gangguan dengan memakai pemisah [Pole Top Switch (PTS), Air Break Switch (ABSW)] dengan koordinasi relai atau dengan system SCADA. Pemutus balik otomatis PBO (Automatic Recloser) dipasang pada saluran utama dan saklar seksi otomatis SSO (Automatic Sectionalizer) pada pencabangan.



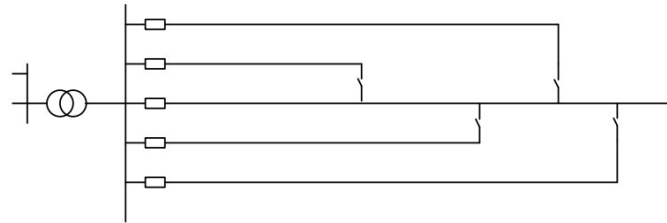
Gambar 2.4 Konfigurasi Tulang Ikan (Fishbone)

#### b. Konfigurasi Kluster (Cluster / Leap Frog)

Konfigurasi saluran udara Tegangan Menengah yang sudah bertipikal sistem tertutup, namun beroperasi radial (Radial Open Loop). Saluran bagian tengah merupakan penyulang cadangan dengan luas penampang penghantar besar.

<sup>2</sup> Buku PLN 1, *Kriteria Enjinering Konstruksi Jaringan Distribusi Tenaga Listrik*. PT PLN, Jakarta, 2010, (Persero) Bab 4 Hal 4

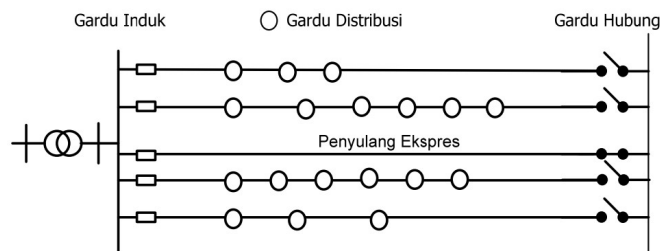




Gambar 2.5 Konfigurasi Kluster (Leap Frog)

c. Konfigurasi Spindel (Spindle Configuration)

Konfigurasi spindel umumnya dipakai pada saluran kabel bawah tanah. Pada konfigurasi ini dikenal 2 jenis penyulang yaitu pengulang cadangan (standby atau express feeder) dan penyulang operasi (working feeder). Penyulang cadangan tidak dibebani dan berfungsi sebagai back-up supply jika terjadi gangguan pada penyulang operasi. Untuk konfigurasi 2 penyulang, maka faktor pembebanan hanya 50%. Berdasarkan konsep Spindel jumlah penyulang pada 1 spindel adalah 6 penyulang operasi dan 1 penyulang cadangan sehingga faktor pembebanan konfigurasi spindel penuh adalah 85 %. Ujung-ujung penyulang berakhir pada gardu yang disebut Gardu Hubung dengan kondisi penyulang operasi “NO” (Normally Open), kecuali penyulang cadangan dengan kondisi “NC” (Normally Close).



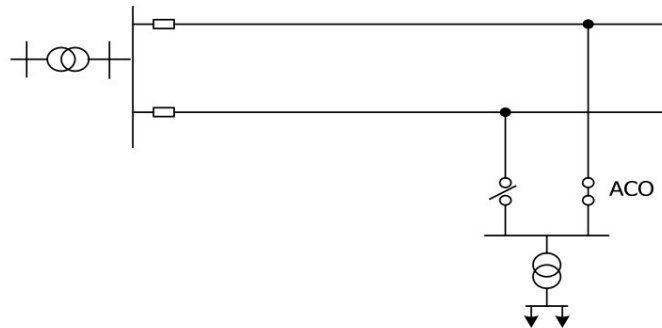
Gambar 2.6 Konfigurasi Spindel (Spindle Configuration)

d. Konfigurasi Fork

Konfigurasi ini memungkinkan 1(satu) Gardu Distribusi dipasok dari 2 penyulang berbeda dengan selang waktu pemadaman sangat singkat (Short Break Time). Jika penyulang operasi mengalami gangguan, dapat dipasok dari penyulang cadangan secara efektif dalam waktu sangat singkat dengan menggunakan fasilitas Automatic Change Over Switch (ACOS).



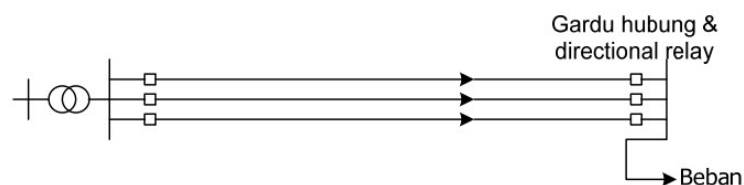
Pencabangan dapat dilakukan dengan sadapan Tee- Off (TO) dari Saluran Udara atau dari Saluran Kabel tanah melalui Gardu Distribusi.



Gambar 2.7 Konfigurasi Fork.

e. Konfigurasi Spotload (Parallel Spot Configuration)

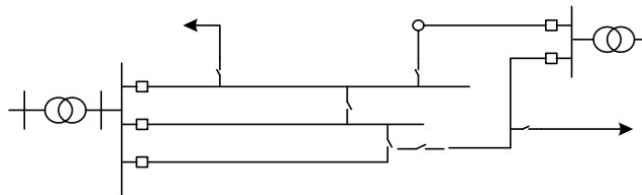
Konfigurasi yang terdiri sejumlah penyulang beroperasi paralel dari sumber atau Gardu Induk yang berakhir pada Gardu Distribusi. Konfigurasi ini dipakai jika beban pelanggan melebihi kemampuan hantar arus penghantar. Salah satu penyulang berfungsi sebagai penyulang cadangan, guna mempertahankan kontinuitas penyaluran. Sistem harus dilengkapi dengan rele arah (Directional Relay) pada Gardu Hilir (Gardu Hubung).



Gambar 2.8 Konfigurasi Spotload

f. Konfigurasi Jala-Jala (Grid, Mesh)

Konfigurasi jala-jala, memungkinkan pasokan tenaga listrik dari berbagai arah ke titik beban. Rumit dalam proses pengoperasian, umumnya dipakai pada daerah padat beban tinggi dan pelanggan-pelanggan pemakaian khusus.



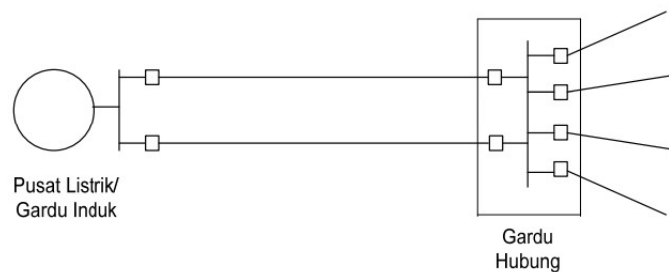
Gambar 2.9 Konfigurasi Jala-jala (Grid, Mesh)

## g. Konfigurasi lain-lain

Selain dari model konfigurasi jaringan yang umum dikenal sebagaimana diatas, terdapat beberapa model struktur jaringan yang dapat dipergunakan sebagai alternatif model model struktur jaringan.

## h. Struktur Garpu dan Bunga

Struktur ini dipakai jika pusat beban berada jauh dari pusat listrik/Gardu Induk. Jaringan Tegangan Menengah (JTM) berfungsi sebagai pemasok, Gardu Hubung sebagai Gardu Pembagi, Pemutus Tenaga sebagai pengaman dengan rele proteksi gangguan fasa-fasa dan fasa-tanah pada JTM yang berawal dari Gardu Hubung



Gambar 2.10 Konfigurasi Struktur Garpu

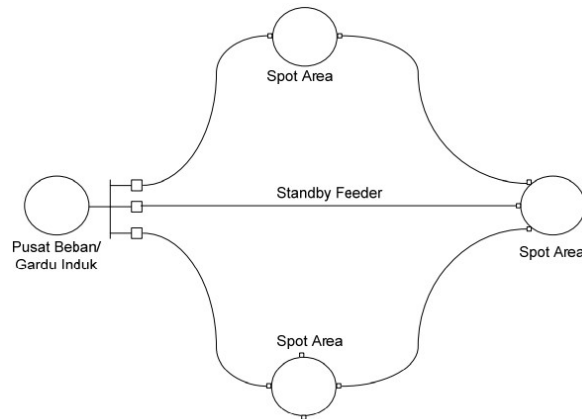


Gambar 2.11 Konfigurasi Struktur Bunga



### i. Struktur Rantai

Struktur ini dipakai pada suatu kawasan yang luas dengan pusat-pusat beban yang berjauhan satu sama lain.



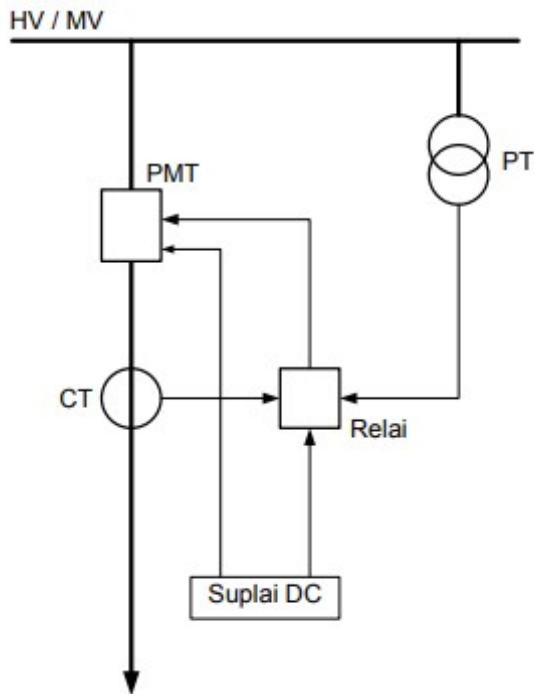
Gambar 2.12 Konfigurasi Struktur Rantai

## 2.3 Fault Clearing System (FCS)<sup>9</sup>

Implementasi suatu sistem proteksi pada dasarnya diwujudkan sebagai rangkaian peralatan yang saling terkait dan bekerja sama. Rangkaian peralatan tersebut dinamakan Fault Clearing System, sebagaimana disampaikan dalam gambar I-1, sedangkan peralatan-peralatan yang dirangkai adalah sebagai berikut:

1. Trafo instrumen (instrument transformer)
2. Relai (Relay)
3. Pemutus Tenaga (Circuit breaker)
4. Suplai arus searah (DC supply)
5. Pengawatan (Wiring)
6. Sistem telekomunikasi (Communication system)

<sup>9</sup> Sugiarto dkk, *PENGENALAN PROTEKSI SISTEM TENAGA LISTRIK*, Semarang, 2007, Hal 2-7



Gambar 2.13 Fault Clearing Sistem

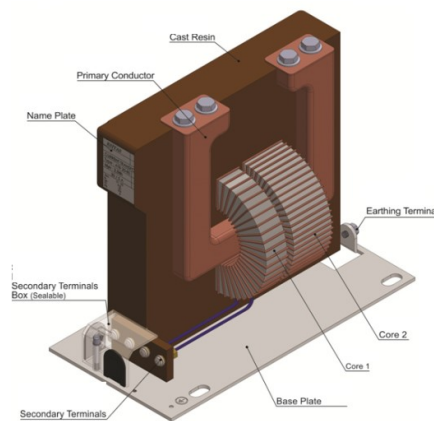
### 2.3.1 Trafo instrumen

Berupa trafo arus (current transformer/CT) dan trafo tegangan (potential transformer/PT). Trafo arus berfungsi untuk mendeteksi arus yang mengalir pada sistem tenaga kemudian mentransfer ke arus yang cukup kecil sehingga bisa dipakai sebagai masukan Relai atau alat ukur. Dengan adanya trafo arus maka gangguan arus lebih dapat dideteksi. Hal-hal yang perlu diperhatikan dalam penggunaan trafo arus :

- Ratio, adalah perbandingan antara arus primer dengan arus sekunder. Ratio CT dinyatakan 1000/5 artinya bila sisi primer mengalir arus 1000 amper maka sisi sekunder mengalir arus 5 amper. Sisi sekunder trafo arus sudah tertentu yaitu 1 amper atau 5 amper.
- Klas ketelitian, adalah ukuran kesalahan. Klas ketelitian CT pengukuran berbeda dengan CT proteksi. Klas CT proteksi ditulis 5P20 artinya ketika CT dialiri arus sebesar 20 kali nominal, kesalahannya maksimum 5%.



- c. Kejenuhan. CT proteksi bekerja pada arus yang sangat besar karena harus mampu mendeteksi arus gangguanyang besarnya bisa 20 kali arus 4 nominalnya atau lebih. Dalam keadaan seperti ini, CT tidak boleh jenuh karena kalau jenuh maka arus sekunder menjadi kecil sekali. CT pengukuran dibuat cepat jenuh karena arus yang diukur besarnya hanya sekitar arus nominalnya saja.
- d. Burden, menyatakan kemampuan CT pada beban nominal dalam volt ampere (VA), perlu diperhatikan pada CT pengukuran. Burden 50 VA dengan arus sekunder 5 ampere, maka tegangan maksimum  $50/5$  atau 10 volt, jadi peralatan yang terangkai dengan CT mempunyai impedansi maksimum  $10/5$  atau 2 ohm. Trafo tegangan berfungsi untuk mendeteksi tegangan pada sistem tenaga kemudian mentransfer ke tegangan rendah ( $110/3$  atau  $100/3$  volt) untuk dipakai sebagai masukan Relai atau alat ukur. Dengan adanya trafo tegangan maka terjadinya gangguan tegangan baik lebih atau kurang bisa dideteksi.



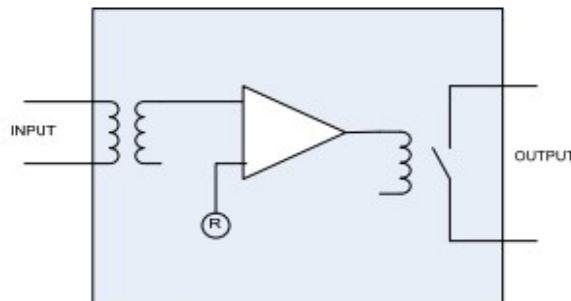
Gambar 2.14 Konstruksi CT

### 2.3.2 Relay

Merupakan peralatan pengambil keputusan dalam sistem proteksi. Dengan melihat masukan dari trafo instrumen dan mempertimbangkan setting yang diterapkan pada relai tersebut, maka relai dapat mengambil keputusan untuk memberi order trip atau tidak kepada peralatan pemutus (PMT). Ada banyak macam relai yang digunakan sesuai dengan keperluan peralatan yang diproteksi.



Relai harus mempunyai kecepatan kerja. Dari waktu ke waktu relai telah berkembang dari sistem elektro mekanik menjadi sistem elektro mekanik menjadi sistem elektronik, kemudian lektronik, kemudian menjadi numerik dan saat ini sudah banyak yang berbasis microprocessor. Relai sis microprocessor pada generasi terakhir memberikan unjuk kerja yang lebih baik serta waktu kerja yang lebih cepat daripada relai terdahulu.



Gambar 2.15 Blok Diagram Relay

Pada prinsipnya Relai mempunyai komponen utama yaitu perangkat input, perangkat setting, perangkat pengolah dan perangkat output. Gejala sistem yang dideteksi oleh CT atau PT diterima oleh perangkat input kemudian diteruskan ke perangkat pengolah. Pada elemen pengolah dilakukan pemrosesan yang pada dasarnya adalah membandingkan nilai gejala sistem dengan nilai setting, apabila nilai gejala sistem melebihi nilai setting maka diberikan perintah ke perangkat output untuk bekerja. Perangkat output bekerja dengan membuat perubahan 6 status dari kontak output (misal dari terbuka menjadi tertutup) yang selanjutnya bisa dimanfaatkan untuk mengerjakan pemutus tenaga, alarm, indikator dan sejenisnya.

### 2.3.3 Pemutus tenaga (PMT)

Pemutus Tenaga adalah peralatan untuk memutuskan rangkaian sistem tenaga dalam keadaan berbeban maupun mengalami gangguan. Karena arus yang diputus adalah arus gangguan, maka PMT harus mempunyai kemampuan memutus arus yang sangat besar, yaitu sampai dengan 40 kiloamper atau bahkan lebih. Disamping itu PMT juga harus bisa bekerja dengan cepat (sekitar 20 – 60



mili detik) agar pemutusan rangkaian yang terganggu tidak terlambat. Dalam hal terjadi gangguan yang mengakibatkan relai bekerja, maka relai menyambungkan tripping coil dari PMT ke suplai DC sehingga tripping coil bekerja. Bekerjanya tripping coil membuat mekanik PMT bekerja menggerakkan kontak PMT sehingga membuka (trip).



Gambar 2.16 PMT (CB) 20 kV pada Kubikel

#### **2.3.4 Sumber arus searah (DC Source).**

Berupa baterai yang berfungsi untuk memberi suplai kepada relai dan rangkaian kontrol / proteksi. Baterai harus mempunyai tegangan yang cukup untuk menghidupkan relai dan peralatan lainnya seperti tripping coil, relai bantu dan lain lain. Baterai juga harus mempunyai kapasitas ampere-hour (Ah) yang cukup sehingga dalam hal tidak ada suplai dari rectifier, baterai masih mampu bekerja beberapa saat.





### 2.3.5 Pengawatan (Wiring)

Keseluruhan peralatan proteksi tersebut diatas harus dirangkai sehingga merupakan suatu sistem yang disebut Fault Clearing System (FCS).

### 2.3.6 Sistem komunikasi

Dalam beberapa hal, agar sistem proteksi bisa berjalan sesuai dengan yang diperlukan, diperlukan koordinasi antar relai yang dapat dilaksanakan melalui media komunikasi. Media komunikasi yang lazim dipakai dalam sistem proteksi antara lain pilot cable, fiber optic dan power line carrier (PLC).

## 2.4 Overcurrent Relay (OCR)<sup>4</sup>

OCR Merupakan relai yang bekerja dengan input analog arus, dimana relai akan bekerja apabila mendeteksi gangguan diatas setingnya khususnya untuk gangguan fasa-fasa. OCR diseting lebih besar dari kemampuan arus nominal peralatan terkecil (110%-120%) dan harus bekerja pada gangguan arus hubung singkat 2 fasa minimum.

Waktu kerja OCR penghantar diset +/- 1 (satu) detik pada arus hubung singkat 2 fasa maksimum di lokal bus. Relai ini digunakan untuk mendeteksi gangguan fasa – fasa, mempunyai karakteristik inverse (waktu kerja relai akan semakin cepat apabila arus gangguan yang dirasakannya semakin besar) atau definite (waktu kerja tetap untuk setiap besaran gangguan). Selain itu pada relai arus lebih tersedia fungsi high set yang bekerja seketika (moment/instantaneous).

Untuk karakteristik inverse mengacu kepada standar IEC atau ANSI/IEEE. Relai ini digunakan sebagai proteksi cadangan karena tidak dapat menentukan titik gangguan secara tepat, dan juga ditujukan untuk keamanan peralatan apabila proteksi utama gagal bekerja. Agar dapat dikoordinasikan dengan baik terhadap relai arus lebih disisi yang lain (bukan relai arus lebih yang terpasang di

---

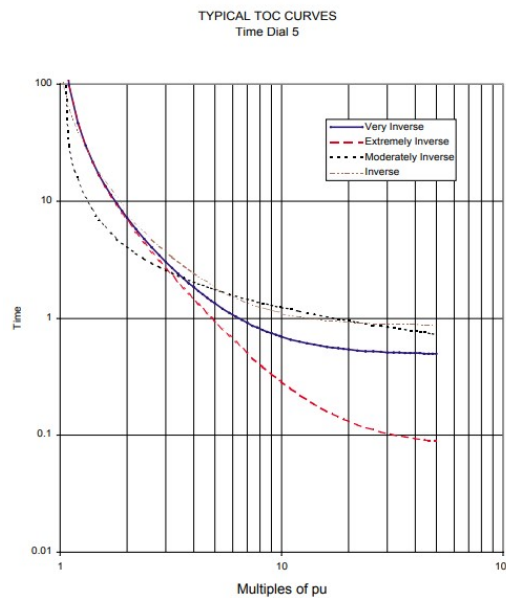
<sup>4</sup> Karyono dkk, Jakarta *Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa*, 2013, *Bail*. Hal 109-110



penghantar), maka karakteristik untuk proteksi penghantar yang dipilih adalah kurva yang sama yaitu standard inverse (IEC) / normal inverse (ANSI/IEEE). Untuk selektifitas dengan proteksi utama fungsi high set tidak diaktifkan.

#### 2.4.1 Skema overcurrent relay<sup>3</sup>

Arus fasa atau arus urutan dapat digunakan sebagai besaran operasi. Relai arus lebih fase beroperasi untuk semua kemungkinan jenis kesalahan, tetapi memerlukan pengaturan pengambilannya lebih tinggi dari beban normal atau kondisi emergency aliran beban. Relai arus lebih negatif dan urutan-nol tidak beroperasi untuk beban seimbang atau untuk gangguan tiga fase, tetapi dapat memiliki pengaturan pickup jauh di bawah beban yang diharapkan. Tripping mungkin terjadi *instantaneous*, *delay for a fixed time*, atau *delay for a inversely time proportional* untuk besaran arus. Gambar 2.17 menunjukkan beberapa dari berbagai bentuk karakteristik waktu / arus yang dapat digunakan.

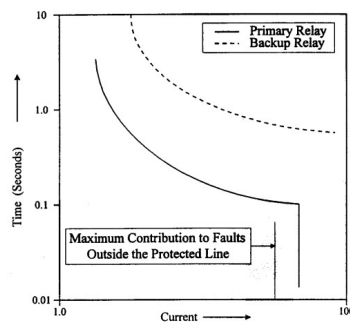


Gambar 2.17 Kurva bentuk perbandingan waktu Overcurrent

<sup>3</sup> IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. 1999. IEEE-SA Standards Board

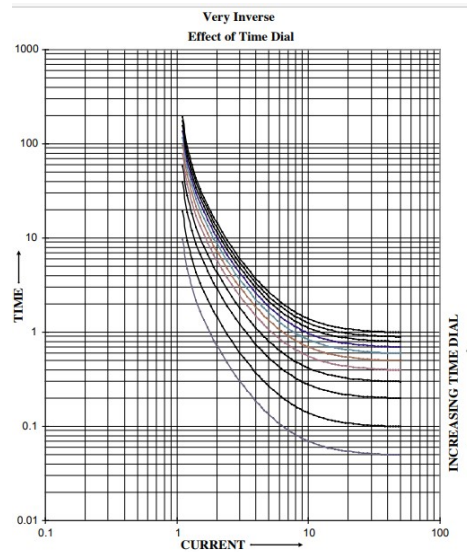


*Tripping instantaneous* dapat diterapkan jika titik pengambilan unit sesaat diatur lebih tinggi dari kontribusi maksimum untuk gangguan di luar fasa yang dilindungi. Persentase saluran yang dapat dilindungi oleh relai arus lebih sesaat akan bervariasi dengan panjang saluran dan impedansi sumber. Untuk melindungi seluruh jalur nonradial, penundaan waktu biasanya diperlukan untuk mencapai koordinasi dengan perangkat pelindung hilir. Gambar 2.18 menunjukkan bagaimana koordinasi dicapai antara relai dengan elemen waktu dan sesaat (relai primer), dan upstream (relai cadangan) dengan hanya elemen waktu. Untuk memastikan koordinasi yang tepat, titik pengambilan unit sesaat harus diatur lebih tinggi dari kontribusi maksimum untuk gangguan di luar fasa yang dilindungi.



Gambar 2.18 Koordinasi Waktu Overcurrent Relay

Nilai *Pick up* dari elemen waktu harus diatur untuk mencegah trip untuk arus beban maksimum yang bisa mengalir pada salah satu arah pada fasa. Penyesuaian waktu (yaitu, dial) umumnya harus disetel untuk menghasilkan waktu pengoperasian tercepat yang tidak akan mengakibatkan kesalahan koordinasi dengan proteksi lain di belakang atau di depan terminal. Efek dari memvariasikan penyesuaian waktu diilustrasikan pada Gambar 2.19 untuk relai arus lebih waktu yang khas.



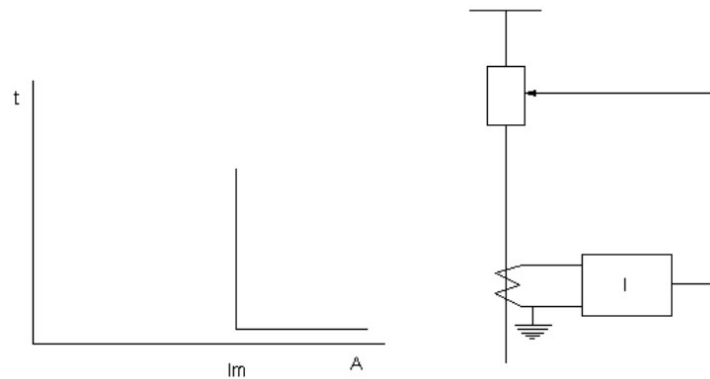
Gambar 2.19 Variasi Penyesuain waktu pada Kurva Karakteristik Relay Arus Lebih

#### 2.4.2 Karakteristik relay overcurrent

Berdasarkan karakteristik waktu kerjanya rele arus lebih dapat dibedakan menjadi:

a. Overcurrent Relay Sesaat/Moment (Instantaneous Overcurrent Relay)

Relay ini akan memberikan perintah pada PMT pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui penyetelannya ( $I_m$ ), dan jangka waktu kerja relai mulai pik up samapai kerja relai sangat singkat tanpa penundaan waktu ( 20 – 60 mdet).

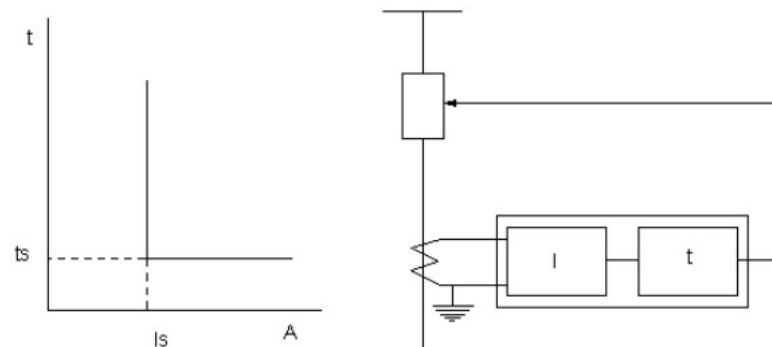


Gambar 2.20 Karakteristik Relay Overcurrent Sesaat/Moment

b. Rele Arus Lebih Dengan Waktu Tunda (time delay overcurrent)

1) Overcurrent Relay dengan Waktu Tertentu ( definite time)

Relay ini akan memberikan perintah pada PMT pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui penyetelannya ( ), dan jangka waktu kerja relai mulai pik up sampai kerja relai diperpanjang dengan waktu tertentu tidak tergantung besarnya arus lihat gambar 2.21

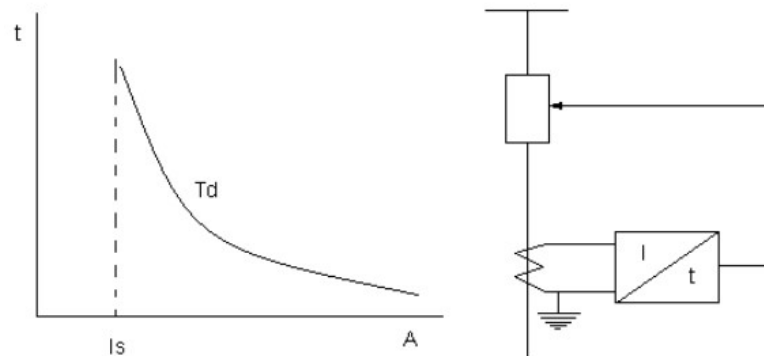


Gambar 2.21 Karakteristik Rele Arus Lebih Definite Time

2) Overcurrent Relay dengan Waktu Terbalik (Inverse Time Overcurrent Relay)



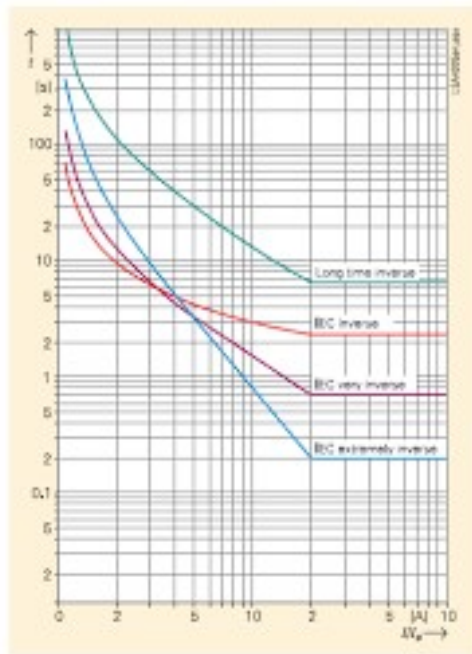
Relay ini akan memberikan perintah pada PMT pada saat terjadi gangguan bila besar arus gangguannya melampaui penyetelannya ( $I_s$ ), dan jangka waktu kerja relai mulai pick up sampai kerja relay waktunya diperpanjang berbanding terbalik dengan besarnya arus.



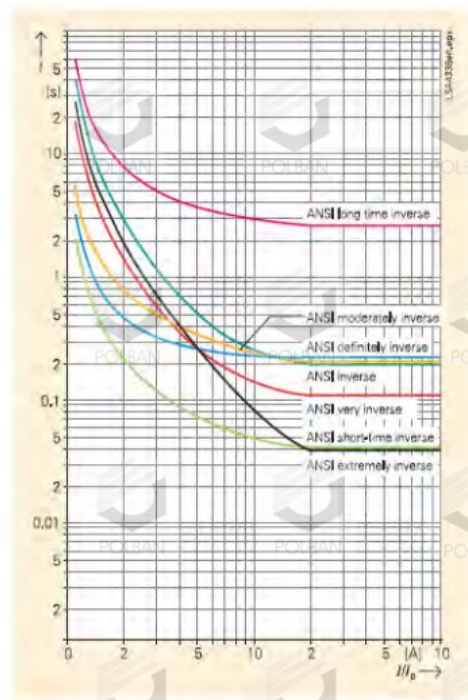
Gambar 2.22 Karakteristik Overcurrent Relay Inverse Time

Pada jenis ini karakteristik kecuraman waktu arus dapat beragam dan berdasarkan standar BS 142 th dikelompokkan menjadi :

- a) Normal inverse
- b) Very inverse
- c) Long inverse
- d) Definite time



Gambar 2.23 Kurva karakteristik Inverse standar ANSI

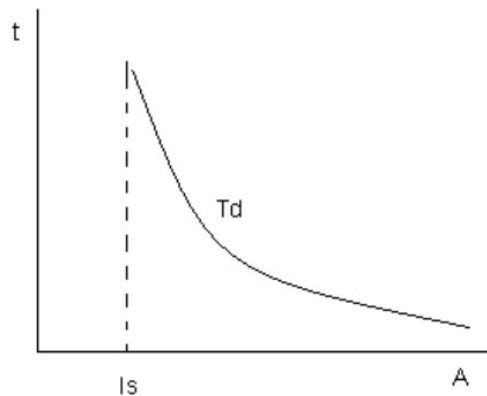


Gambar 2.24 Kurva karakteristik Inverse standar IEC



- c. Overcurrent Relay Terbalik dan Terbatas Waktu Minimum (Inverse Definite Minimum Time / IDMT)

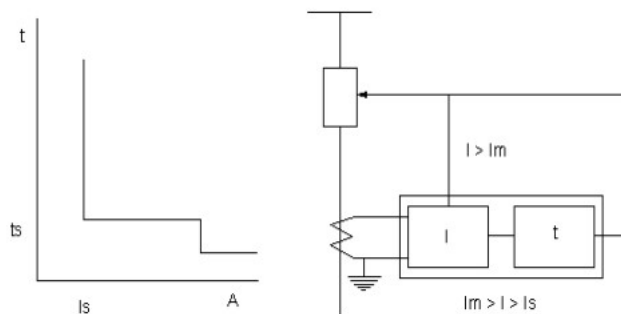
Relay arus lebih dengan karakteristik IDMT (Inverse Definite Minimum Time) mempunyai karakteristik kombinasi antara relay arus lebih waktu terbalik dan waktu tertentu. Didaerah awal seperti relay arus lebih waktu terbalik dan kemudian menjadi waktu tertentu.



Gambar 2.25 Karakteristik Rele Arus Lebih IDMT

- d. Kombinasi Overcurrent Relay Waktu tertentu, Terbalik dan IDMT Dengan Waktu Seketika

Relay arus lebih waktu seketika umumnya tidak berdiri sendiri tetapi digabung dengan relay arus lebih waktu tertentu atau waktu terbalik atau IDMT. Dalam hal ini bila arus yang melewati relay lebih dari arus seting  $I_s$ , tetapi lebih kecil dari arus seting seketika  $I_m$ , waktu kerjanya mengikuti karakteristik waktu tertentu, terbalik atau IDMT.

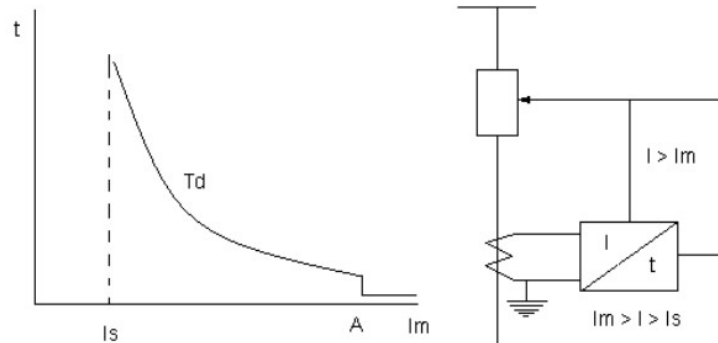


Gambar 2.26 Kombinasi Karakteristik Waktu Tertentu dan Seketika

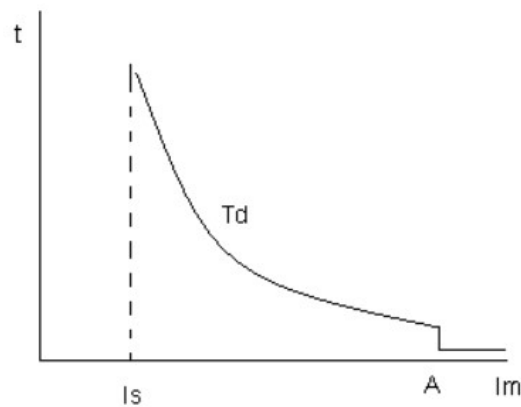




Sedangkan bila arus yang melewati relai lebih besar dari arus seting seketika, relai akan bekerja seketika, masing – masing.



Gambar 2.27 Kombinasi Karakteristik Waktu Terbalik dan Seketika



Gambar 2.28 Kombinasi Karakteristik IDMT dan Seketika

## 2.5 Ground Fault Relay<sup>6</sup>

GFR merupakan relai yang bekerja dengan input analog arus, dimana relai akan bekerja apabila relai merasakan arus gangguan 1 fasa ke tanah di atas nilai setingnya. Untuk selektifitas dengan proteksi utama fungsi high set tidak diaktifkan. Relai arus gangguan tanah diset 10 – 30% dari kemampuan arus nominal peralatan yang terkecil, namun harus dipastikan bahwa seting arus relai masih tetap bekerja pada arus hubung singkat 1 fasa - tanah minimum. Waktu

<sup>6</sup> Karyono dkk, Jakarta *Pedoman dan Petunjuk Sistem Proteksi Transmisi dan Gardu Induk Jawa 2013, Bali*. Hal 111



kerja relai arus gangguan tanah diset +/- 1 (satu) detik pada arus hubung singkat 1 fasa - tanah maksimum di lokal bus.

Ground Fault Relay (GFR) pada dasarnya mempunyai prinsip kerja yang sama dengan relai arus lebih (OCR) namun memiliki perbedaan dalam kegunaannya. GFR mendeteksi melalui binary input yang ada pada relai sehingga memerintahkan binary output agar memberikan perintah jika adanya hubungan singkat ke tanah.

Pada kondisi normal beban seimbang  $I_r$ ,  $I_s$ ,  $I_t$  sama besar, sehingga pada kawat netral tidak timbul arus dan relai hubung tanah tidak di aliri arus. Bila terjadi ketidakseimbangan arus atau terjadi gangguan hubung singkat ke tanah, maka akan timbul arus urutan nol pada kawat netral, sehingga relai hubung tanah akan bekerja.

<sup>10</sup>Ground Fault Relay lebih hanya akan merespon terhadap adanya arus residu sistem, karena komponen residual hanya muncul bilamana arus gangguan mengalir ketanah. Oleh karena itu Rele gangguan tanah tidak terpengaruh sama sekali terhadap arus beban, baik dalam kondisi seimbang maupun tidak dan dapat disetel yang hanya dibatasi oleh desain peralatan. Pernyataan ini hanya berlaku dengan syarat jika perhatian penyetelan hanya beberapa persen dari rating sistem, karena kebocoran tidak seimbang atau arus kapasitif menuju tanah mungkin menimbulkan besaran residu dalam orde ini. Secara keseluruhan, penyetelan rendah memungkinkan bagi Rele Gangguan Tanah menjadi sangat berguna, tidak hanya terhadap gangguan tanah, tetapi lebih jauh terhadap hampir semua gangguan, tetapi mungkin dibatasi magnitudnya oleh besarnya impedansi pentanahan atau oleh tahanan pentanahan.

---

<sup>10</sup> Hendra Marta Yudha, *Rele Proteksi- Prinsip dan Aplikasi*, Palembang, 2008, Hal 129



## 2.6 *Relay Directional Overcurrent*

Relay proteksi adalah salah satu fitur dari beberapa fitur desain sistem tenaga yang difokuskan untuk meminimalisir kerusakan pada peralatan dan gangguan pelayanan ketika gangguan kelistrikan terjadi. IEEE mendefinisikan relay proteksi sebagai relay yang berfungsi mendeteksi kondisi jaringan atau peralatan atau sistem tenaga yang terganggu atau berbahaya yang kemudian bertindak mengatur tindakan yang tepat pada sirkuit tersebut (IEEE 100 : 1996).

*Relay Directional Overcurrent* (DOCR) merupakan suatu relay arus lebih yang memiliki fungsi tambahan untuk membedakan arah gangguan. Fungsi untuk mendeteksi arah gangguan ini sangat penting terutama untuk sistem proteksi yang digunakan pada jaringan distribusi seperti berikut :

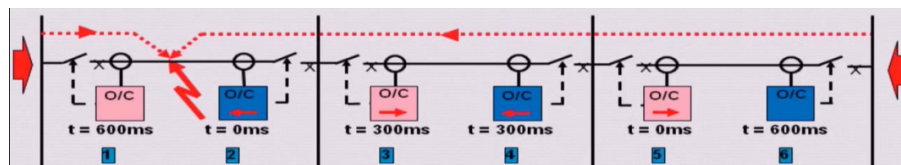
1. Saluran dengan sumber dari kedua ujungnya.
2. Saluran paralel.
3. Saluran ring atau cincin atau loop.

*Relay Directional Overcurrent* banyak digunakan untuk proteksi sistem Transmisi. Untuk proteksi distribusi, misalnya untuk unit radial, kebanyakan menggunakan relai non-directional. Gangguan yang umumnya sering terjadi adalah arus lebih, terutama dari korsleting. Relai non-directional biasanya memonitor arus lebih (dari nilai yang ditetapkan) untuk jenis waktu yang ditentukan definite minimum time (DMT) atau inverse definite minimum time (IDMT). Pemantauan arus lebih dari waktu ke waktu (biasanya 40-100ms) diperlukan untuk membedakan gangguan dari perubahan arus akibat beban, tanpa membiarkan arus berlebih terlalu lama. Ini biasanya diatur oleh standar IEC seperti 60255 untuk tahap set rendah, set tinggi, dan sangat tinggi, bergantung pada berbagai besaran arus berlebih dan durasi untuk relai non-directional. Pada *Relay Directional Overcurrent* yang bekerja berdasarkan arah arus gangguan yang terjadi pada suatu sistem jaringan mengandalkan fasor tegangan referensi ("polarisasi tegangan"), untuk memperkirakan arah gangguan. Ketika terjadi gangguan, arus gangguan memiliki karakteristik sudut fasa relatif terhadap fasor



tegangan. Arah gangguan ditentukan dengan menilai fasor arus terhadap fasor tegangan referensi yang diukur pada lokasi pengukuran pada saluran listrik yang membutuhkan pengukuran arus dan tegangan.<sup>1</sup>

Ketika terjadi gangguan pada saluran-saluran tersebut di atas, maka arus gangguan akan mengalir menuju titik gangguan dari dua arah. Contoh penggunaan DOCR dapat dilihat pada Gambar 1.5.



Gambar 2.29 Penggunaan *Relay Directional Overcurrent* pada jaringan dengan dua supply

Gambar 2.29 menunjukkan bahwa apabila terjadi gangguan diantara relay 1 dan 2 maka arah arus akan menuju ke tempat gangguan. Akibatnya relay 1, 2, 4 dan 6 akan pickup, dan relay 2 akan langsung trip karena setting waktu delay relay 2 adalah 0 ms yang menyebabkan 2 blok lainnya tidak lagi merasakan arus gangguan sehingga yang mengalami pemadaman hanya pada blok pertama saja.

Suatu langkah efisiensi dapat ditunjukkan dengan menggunakan *Relay Directional Overcurrent*, yaitu apabila gangguan terjadi pada blok pertama, maka hanya blok pertama saja yang padam dan seterusnya. *Relay Directional Overcurrent* ini bekerja tidak hanya berdasarkan besarnya arus gangguan saja tetapi juga arah dari arus gangguannya, di mana arah ini ditentukan oleh besarnya sudut fasa antara arus gangguan dan tegangan busbaranya.

### 2.6.1 Prinsip kerja *relay directional overcurrent*

*Relay Directional Overcurrent* adalah relay arus lebih yang memiliki fungsi tambahan mendeteksi arah gangguan. Semua fungsi yang ada pada relay arus lebih terdapat juga pada Relai *Directional Overcurrent* dengan tambahan fungsi

<sup>1</sup> Abhisek Ukil, *Current-Only Relay Directional Overcurrent*, IEEE Sensors Journal, 2011, Hal 1



setting arah. *Relay Directional Overcurrent* dalam ANSI/IEEE Standard dinamakan juga dengan elemen 67.

Relay arus lebih merupakan suatu relay proteksi yang bekerja jika arus yang melewati relay melebihi arus settingnya. Relay arus lebih berfungsi untuk mengamankan suatu elemen atau peralatan dari arus gangguan yang sangat besar. Arus gangguan ini dapat menyebabkan kerusakan peralatan akibat panas yang ditimbulkan oleh arus lebih. Selain itu, arus lebih juga dapat menyebabkan kerusakan elektromagnetis pada mesin-mesin listrik. Oleh karena itulah, maka arus gangguan berlebih ini harus segera diputus untuk mengamankan sistem.

<sup>8</sup>*Relay Directional Overcurrent* digunakan pada jaringan dengan beberapa rangkaian sumber, Penting untuk membatasi trip relai untuk gangguan hanya dalam satu arah (satu supply). Pada jaringan dengan beberapa supply yang dipasang paralel tidak mungkin mendapatkan selektivitas relai yang benar melalui penggunaan relai arus lebih non-directional. Jika besaran arus gangguan yang sama dapat mengalir ke kedua arah di lokasi relai, koordinasi dengan relai di depan, dan di belakang, relai nondirectional tidak dapat dicapai kecuali dalam konfigurasi sistem yang sangat tidak biasa. Oleh karena itu, relai arus lebih dibuat terarah untuk menyediakan koordinasi relai, antara semua relai yang dapat melihat gangguan yang diberikan. Relai arah memerlukan dua input, arus operasi dan referensi, atau polarisasi, kuantitas (baik tegangan maupun arus) yang tidak berubah dengan lokasi gangguan.

Ada dua kesepakatan untuk menyediakan arah untuk Overcurrent Relay:

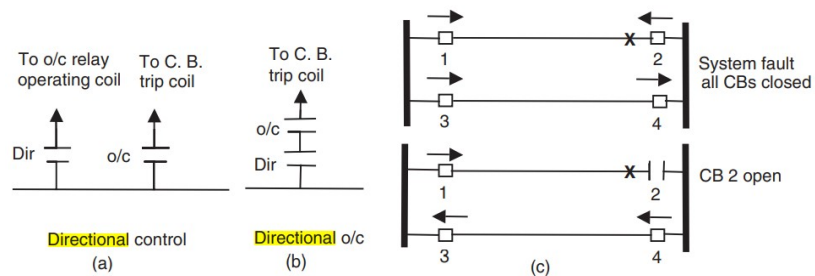
a. Kontrol Arah.

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.1 (a), desain relay sedemikian rupa sehingga elemen *overcurrent* tidak akan beroperasi sampai elemen arah beroperasi, menunjukkan bahwa kesalahan ada pada arah trip. Pada relay elektromekanis, hal ini dilakukan dengan menggunakan kontak elemen arah

<sup>8</sup> Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke, 2008, *Power System Relaying*, Third Edition, Research Studies Press Limited. ISBN: 978-0-470-05712-4. Hal 90-92



secara seri dengan kumparan elemen arus lebih sehingga tidak ada torsi yang dapat dikembangkan hingga kontak elemen arah ditutup. Dalam solid-state dan digital relay, hal ini dilakukan oleh sirkuit logika atau algoritme.



Gambar 2.30 Kontrol Arah dan *Relay Directional Overcurrent*

#### b. *Directional Overcurrent*

Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.13 (b), relay ini memiliki kontak independen, disambung secara seri dengan kumparan trip pemutus sirkuit. Kedua kontak relay harus ditutup sebelum keluaran trip diperoleh.

Relay kontrol arah lebih aman. Mengacu pada Gambar 4.13 (c), dengan desain arus lebih terarah, jika kesalahan terjadi pada arah nontrip, seperti yang terjadi pada pemutus (4), elemen arus lebih dapat mengambil dari kontribusi ke arah itu. Hanya elemen arah yang mencegah trip pemutus (4). Jika kita mengasumsikan bahwa pemutus (2) terbuka sebelum pemutus (1), yang memungkinkan, maka pembalikan arus gangguan melalui pemutus sirkuit (4) akan menyebabkan perlombaan antara pembukaan elemen arus lebih dan penutupan elemen arah. Jika elemen arah memenangkan perlombaan, yaitu menutup kontakannya sebelum relay arus lebih disetel ulang, akan terjadi kesalahan perjalanan. Dengan desain kontrol arah, situasi ini tidak dapat terjadi karena relay arus berlebih dikendalikan oleh kontak arah dan tidak akan berfungsi saat gangguan ada pada arah nontrip. Pada breaker (3), walaupun kontak arah akan meningkat dengan semua breaker tertutup, relay arus lebih tidak akan timeout karena harus berkoordinasi dengan breaker (2). Di satu sisi, lebih sulit untuk menerapkan relay kontrol



arah karena pengaturan harus mempertimbangkan dua elemen yang beroperasi bersama, bukan secara independen. Waktu operasi unit terpisah hanyalah fungsi dari arus dalam elemen arus lebih dari setiap unit; pickup dan waktu tunda unit arah sangat kecil sehingga dapat diabaikan. Di sisi lain, waktu operasi relay arah lebih rumit karena ini adalah fungsi produk dari besaran penggerak dan polarisasi dan sudut di antara keduanya.

### 2.6.2 Polarisasi<sup>6</sup>

Kemampuan untuk membedakan antara gangguan dalam satu arah atau lainnya diperoleh dengan membandingkan sudut fasa fasor arus operasi, yang bervariasi secara langsung dengan arah gangguan, dan beberapa parameter sistem lain yang tidak bergantung di lokasi patahan. Parameter konstan ini disebut sebagai kuantitas polarisasi. Untuk relay fasa, besaran polarisasi adalah tegangan sistem di lokasi relay. Bergantung pada tegangan dan koneksi arus, relay arah akan beroperasi baik untuk arus beban normal atau arus gangguan. Dalam relay elektromekanis, torsi maksimum pada cakram induksi terjadi jika dua fluks penghasil torsi adalah  $90^\circ$  terpisah dalam ruang dan waktu. Kriteria ruang dengan mudah diperoleh dengan lokasi kumparan penghasil fluks di sekitar relay. Kriteria waktu dicapai dengan membuat perbedaan fasor yang sesuai antara dua besaran operasi.

### 2.6.3 Pengoperasian *relay directional overcurrent*<sup>7</sup>

*Relay Directional Overcurrent* akan diaktifkan jika dua kondisi berikut berlaku untuk waktu yang sama dengan waktu tunda yang dipilih:

1. Arus lebih tinggi dari ambang batas pengaturan;
2. Fase arus dalam kaitannya dengan tegangan polarisasi berada dalam kisaran yang disebut zona tripping.

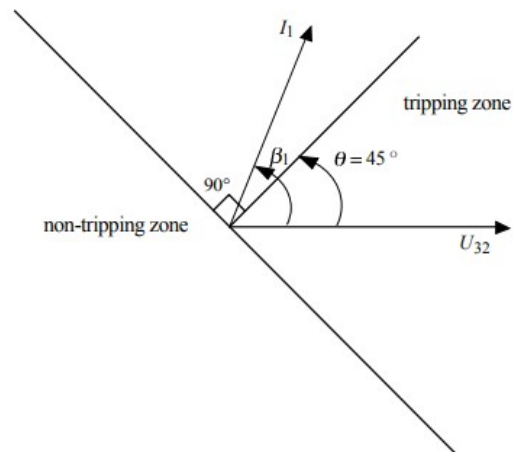
<sup>6</sup> Stanley H. Horowitz and Arun G. Phadke, 2008, *Power System Relaying*, Third Edition, Research Studies Press Limited. ISBN: 978-0-470-05712-4. Hal 90-92

<sup>7</sup> Prévé Christophe, 2006, *Protection of Electrical Network*, ISTE Ltd. Hal 217-218



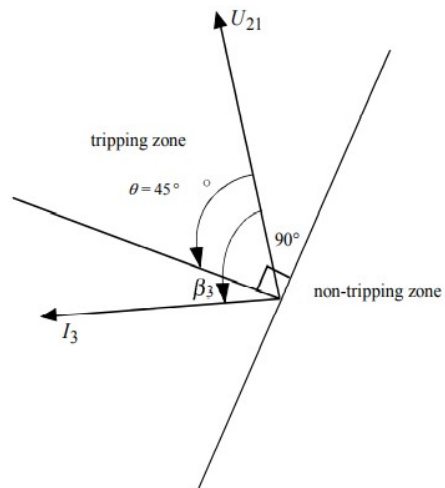
Zona perlindungan tripping adalah setengah bidang. Setengah bidang ini ditentukan oleh sudut karakteristik  $\theta$ , yang merupakan sudut garis tegak lurus dengan garis batas antara dua zona dan vektor polarisasi (lihat Gambar 7-12 untuk  $\theta = 45^\circ$ ).

### 1. 1 Fasa



Gambar 2.31 Zona Tripping Proteksi Directional untuk 1 Fasa dengan karakteristik sudut  $45^\circ$

### 2. 3 Fasa



Gambar 3.32 Zona Tripping Proteksi Directional untuk 3 Fasa dengan karakteristik sudut  $45^\circ$





Nilai sudut karakteristik yang biasa adalah  $30^\circ$ ,  $45^\circ$  dan  $60^\circ$ . Nilai yang umumnya digunakan adalah  $45^\circ$  dan kita akan melihat alasannya sebagai berikut.

Dapat kita amati bahwa arus  $I_1$  adalah:

1. Pada zona tripping  $\theta - 90^\circ < \beta_1 < \theta + 90^\circ$
2. Pada zona non-tripping  $\theta + 90^\circ < \beta_1 < \theta + 270^\circ$

$\beta_1$  adalah sudut antara  $I_1$  dan  $U_{32}$  dan sesuai dengan perpindahan phase  $\phi_1$  antara  $I_1$  dan  $V_1$  seperti yang:  $\phi_1 = \beta_1 + 90^\circ$

Begitu pula dengan arus  $I_3$  adalah:

1. Di zona tripping untuk  $\theta - 90^\circ < \beta_3 < \theta + 90^\circ$
2. Di zona non-tersandung untuk  $\theta + 90^\circ < \beta_3 < \theta + 270^\circ$

$\beta_3$  adalah sudut antara  $I_3$  dan  $U_{21}$  dan sesuai dengan perpindahan phase  $\phi_3$  antara  $I_3$  dan  $V_3$  seperti yang:  $\phi_3 = \beta_3 + 90^\circ$ . Sudut ini berkaitan dengan perpindahan fasa alami arus dalam kaitannya dengan tegangan ketika terjadi hubung singkat.

## 2.7 Sinkronisasi Jaringan

Sinkronisasi adalah suatu cara untuk menghubungkan dua sumber atau beban Arus Bolak-Balik (AC). Sumber AC tersebut antara lain generator dan beban adalah transformer yang akan digabungkan atau diparalel dengan tujuan untuk meningkatkan keandalan dan kapasitas sistem tenaga listrik.

Proses sinkronisasi jaringan listrik memiliki persyaratan yang harus dipenuhi sebelum dioperasikan. Berikut merupakan syarat-syarat yang harus dipenuhi:

1. Persamaan Frekuensi ( $f_1 = f_2 = f_3 = f_n$ )

Pada saat melakukan parallel jaringan listrik frekuensi pada jaringan-jaringan tersebut harus sama "Match". Pada umumnya frekuensi yang digunakan di Indonesia adalah sebesar 50 Hz sebagai indikator kerja dalam kondisi normal, sesuai dengan standar internasional.

2. Persamaan Tegangan ( $U_1 = U_2 = U_3 = U_N$ )

Parameter selanjutnya yang harus dipenuhi adalah persamaan tegangan. Pada proses sinkronisasi, tegangan pada setiap jaringan yang akan diparalelkan harus sama. Oleh karena itu, sebelum melakukan parallel



jaringan (sinkronisasi jaringan) kita harus mengetahui besarnya tegangan pada tiap jaringan yang akan diparalelkan.

3. Persamaan Sudut Fasa ( $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3 = \varphi_n$ )

Persamaan sudut fasa menjadi persyaratan yang harus dipenuhi dalam mengoperasikan jaringan secara parallel. Sudut fasa (perbedaan fasa) adalah pergeseran sudut antara satu sirkuit dengan sirkuit listrik yang lain untuk fasa yang sama.

4. Persamaan Urutan Fasa ( $RST_1 = RST_2 = RST_3 = RST_n$ )

Urutan fasa pada masing-masing jaringan juga harus sama, agar proses sinkronisasi jaringan dapat dilakukan.

## 2.8 Thermal Overload Relay<sup>6</sup>

*Thermal Overload Relay* berfungsi sebagai pelindung apabila terjadi arus listrik berlebihan (*over current*) dalam elektro motor dengan prinsip kerja bersistem panas (*thermal*). Jika suatu arus mengalir dalam sebuah panel listrik sangat besar, maka TOR ini akan memberikan sinyal berupa perubahan posisi kontak NC-NO yang kemudian akan diteruskan pada rangkaian listrik untuk memutuskan arus.

Sistem kerja dari *overload relay* ialah menggunakan bimetal, yakni dua buah metal atau logam yang mempunyai koefisien muai yang sangat berbeda dan dipasangkan menjadi satu. Jika terjadi panas, logam-logam tersebut akan mengalami lengkungan. Sehingga pemuai logam tersebut bisa dimanfaatkan untuk memutuskan sebuah arus listrik.

*Thermal Overload Relay* dapat diterapkan untuk mencegah kerusakan pada pembangkit listrik peralatan saat beroperasi pada suhu yang melebihi batas maksimum yang dirancang. Kelebihan beban yang berkepanjangan menyebabkan

---

<sup>6</sup> Iskandar Nuntjik. 2007. Jakarta. *Penggunaan Thermal Overload Relay Pada APP sebagai Pembatas Daya Pelanggan Besar TR, TM, dan TT*



pemanasan berlebihan, yang dapat menyebabkan premature kerusakan insulasi, atau dalam kasus ekstrim, kegagalan insulasi.

Pada gardu hubung pelanggan perhitungan Isetting disesuaikan pada pertauran TDL (Tarif Daya Listrik) 2003. Yang mana Inominal merupakan arus kontrak pelanggan.

Tabel 3.3 Aturan TDL(Tarif Daya Listrik) 2003

Arus	Waktu Trip
1,05 x In	Tidak trip sebelum 60 menit (kira-kira satu jam lebih sedikit)
1,2 x In	Trip sebelum 20 menit
1,5 x In	Trip sebelum 10 menit
4,0 x In	Dikoordinasikan dengan Pengaman Hubung Singkat (OCR)

Sehingga besar nilai Isetting pada gardu hubung pelanggan adalah sebagai berikut:

$$I_s = 1,8 \times I_{\text{nominal}} \dots \dots \dots (2.1)$$

Pada Alat Pembatas dan Pengukuran (APP)nya menggunakan pembatas daya Thermal Overload Relay yang mengacu kepada rumus 'Cold Start' pada arus nominal (In) untuk daya tersambunganya , sebagai berikut :

$$T_e = \frac{T_{\text{trip}}}{\left( LN \left( \frac{k^2}{(k^2 - \theta_{\text{trip}})} \right) \right)} \dots \dots \dots (2.2)$$

Dimana:

TE = Konstanta Theremis

t trip = waktu trip

k = konstanta thermal

$\theta_{\text{trip}}$  = status thermal trip

## 2.9 Supply Premium

Layanan premium merupakan layanan yang mengedepankan jaminan kualitas pasokan listrik kepada pelanggan (konsumen), berbagai manfaat dan keistimewaan diperoleh bila menjadi pelanggan premium, diantaranya tingkat



keandalan lebih tinggi dibanding layanan regular. Layanan premium ini memberikan supply listrik lebih dari satu pasokan listrik sehingga pelanggan atau konsumen tidak mengalami padam ketika terjadi gangguan listrik di jalur utama karena akan dialihkan ke pasokan listrik cadangan dalam waktu kurang dari 2 detik demi kenyamanan konsumen. Selain itu, pada pelanggan (konsumen) layanan premium tidak akan dikenakan pengurangan beban dan diberikan diskon jika mengalami pemadaman. Supply listrik ini juga dikenal dengan keandalan yang baik dan juga berkualitas. Tentunya harga per-Kwhnya tidak sama dengan pelanggan regular.

Ada empat jenis tingkatan layanan premium yang dapat dinikmati masyarakat yang masing-masingnya memiliki tarif berbeda. Jenis tingkatan tersebut adalah Bronze, Silver, Gold, dan Platinum.

#### 1. Premium Bronze

- a. Pelanggan dikenakan pengurangan daya sementara bila sistem PLN krisis pada urutan terakhir,
- b. Pelanggan dipadamkan bila sistem PLN krisis (tidak dipasang UFR pada penyulang) namun pada urutan terakhir,
- c. Apabila pelanggan memiliki pembangkit sendiri maka pelanggan tidak diizinkan untuk melakukan parallel ke sistem PLN,
- d. Apabila terjadi pengurangan daya maka pelanggan tidak mendapat pengurangan tagihan,
- e. Harga yang ditetapkan sebesar tariff regular + Rp. 30,
- f. Pelanggan dikenakan Jam Nyala minimum sebesar 110 jam untuk setiap bulannya.

#### 2. Premium Silver

- a. Pelanggan tidak dikenakan pengurangan daya sementara bila sistem PLN krisis,
- b. Pelanggan tidak dipadamkan bila sistem PLN krisis (tidak dipasang UFR pada penyulang),



- c. Apabila pelanggan memiliki pembangkit sendiri maka pelanggan tidak diizinkan untuk melakukan parallel ke sistem PLN,
  - d. Apabila terjadi pengurangan daya maka pelanggan akan mendapatkan pengurangan tagihan sebesar 10% dari 40 Jam Nyala,
  - e. Harga yang ditetapkan sebesar tariff reguler + Rp. 55,
  - f. Pelanggan dikenakan Jam Nyala minimum sebesar 110 jam untuk setiap bulannya.
3. Premium Gold
- a. Pelanggan dikenakan pengurangan daya sementara bila sistem PLN krisis pada urutan terakhir,
  - b. Pelanggan dipadamkan bila sistem PLN krisis (tidak dipasang UFR pada penyulang) namun pada urutan terakhir,
  - c. Apabila pelanggan memiliki pembangkit sendiri maka pelanggan diizinkan untuk melakukan parallel ke sistem PLN 100% dari daya pembangkit yang dimiliki,
  - d. Apabila terjadi pengurangan daya maka pelanggan tidak mendapatkan pengurangan tagihan,
  - e. Harga yang ditetapkan sebesar tariff reguler + Rp. 105,
  - f. Pelanggan dikenakan Jam Nyala minimum sebesar 235 jam untuk setiap bulannya.
4. Premium Platinum
- a. Pelanggan tidak dikenakan pengurangan daya sementara bila sistem PLN krisis,
  - b. Pelanggan tidak dipadamkan bila sistem PLN krisis (tidak dipasang UFR pada penyulang),
  - c. Apabila pelanggan memiliki pembangkit sendiri maka pelanggan diizinkan untuk melakukan parallel ke sistem PLN 100% dari daya pembangkit yang dimiliki,
  - d. Apabila terjadi pengurangan daya maka pelanggan akan mendapatkan pengurangan tagihan sebesar 10% dari 40 Jam Nyala,
  - e. Harga yang ditetapkan sebesar tariff reguler + Rp. 130,



- f. Pelanggan dikenakan Jam Nyala minimum sebesar 200 jam untuk setiap bulannya.

## 2.10 Sistem Koordinasi Proteksi<sup>5</sup>

### 2.10.1 Perhitungan arus hubung singkat .

Pada Sistem Koordinasi Proteksi membutuhkan perhitungan besarnya arus gangguan hubung singkat, sehingga bila gangguan hubung singkat itu benar-benar terjadi didalam sistem, dapat di ketahui terlebih dahulu besar arus gangguannya dan arus gangguan yang dihitung dapat juga dipergunakan untuk mensetting peralatan proteksi. Gangguan hubung singkat pada sistem 3 fase, adalah :

1. Gangguan 3 fase.
2. Gangguan 2 fase
3. Gangguan 2 fase atau 1 fase ketanah.

Arus gangguan hubung singkat 3 fase, 2 fase, 2 fase ketanah atau 1 fase ketanah, arus gangguannya dapat dihitung dengan menggunakan persamaan umum (Hukum Ohm), yaitu:

$$I = \frac{E}{Z} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana :

I = Arus yang mengalir pada hambatan Z (Amp)

E = Tegangan sumber (volt)

Z = Impedansi jaringan, nilai ekIIalen dari seluruh impedansi didalam jaringan dari sumber tegangan sampai titik gangguan (ohm).

Dengan mengetahui besarnya tegangan sumber dan nilai impedansi tiap komponen jaringan, serta bentuk konfigurasinya didalam sistem, maka besarnya Arus gangguan hubung singkat dapat dihitung.

<sup>5</sup> Pribadi Kadarisman, 2012. Jakarta, *Koordinasi Proteksi Sistem*, PT PLN Pusdiklat



Lebih lanjut besarnya Arus yang mengalir pada tiap komponen jaringan juga dapat dihitung dengan bantuan rumus tersebut. Yang membedakan antara gangguan hubung singkat 3 fase, 2 fase, 2 fase ketanah atau 1 fase ketanah adalah impedansi yang terbentuk sesuai dengan macam gangguan hubung singkat itu sendiri, seperti ditunjukkan berikut ini:

$$Z \text{ Untuk Gangguan 3 fase} \quad Z = Z_1 \dots \dots \dots (2.4)$$

$$Z \text{ Untuk Gangguan 2 fase} \quad Z = Z_1 + Z_2 \dots \dots \dots (2.5)$$

$$Z \text{ Untuk Gangguan 2 fase ke tanah} \quad Z = Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0} \dots \dots (2.6)$$

$$Z \text{ Untuk Gangguan 1 fase ke tanah} \quad Z_1 + Z_2 + Z_3 \dots \dots \dots (2.7)$$

Dimana:

$Z_1$  = Impedansi urutan Positif

$Z_2$  = Impedansi urutan Negatif

$Z_0$  = Impedansi urutan Nol

### 2.10.2 Reaktansi pada transformator tenaga

Reaktansi urutan positif ( $X_1$ )

Reaktansi urutan positif tercantum pada papan nama (nameplate) transformator, besarnya tergantung dari kapasitas transformator tenaga, dimana  $X_{T1} = X_{T2}$ .

Reaktansi urutan Nol ( $X_{T0}$ )

Reaktansi urutan negatif, diperoleh dari data Transformator tenaga itu sendiri, yaitu melihat adanya belitan *delta* sebagai belitan ketiga dalam transformator tenaga tersebut:

1. Untuk Transformator tenaga dengan hubungan belitan  $\Delta Y$ , dimana kapasitas belitan Delta ( $\Delta$ ) sama besar dengan kapasitas belitan Y, maka  $X_{T0} = X_{T1}$ .
2. Untuk Transformator tenaga dengan hubungan belitan  $Yy\Delta$ , dimana kapasitas belitan Delta ( $\Delta$ ), sepertiga dari kapasitas belitan Y (belitan yang



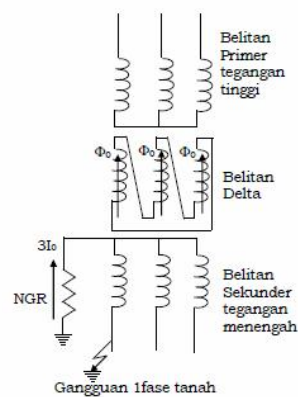
dipakai untuk menyalurkan daya, sedangkan belitan delta tetap ada didalam transformator, tetapi tidak dikeluarkan kecuali satu terminal delta untuk ditanahkan), maka nilai  $X_{T0} = 3 * X_{T1}$ .

3. Untuk Transformator tenaga dengan hubungan belitan YY dan tidak mempunyai belitan delta didalamnya, maka besarnya  $X_{T0}$  berkisar antara 9 s/d  $14 * X_{T1}$ .

### 1. Reaktansi urutan Nol Transformator Tenaga:

- a. Bila transformator tenaga mempunyai belitan delta.

Saat terjadi gangguan satu fase ketanah, Arus urutan Nol ( $3I_0$ ) mengalir pada tiap fasenya pada inti besi akan membentuk fluks ( $\Phi_0$ ), Arus urutan Nol yang mengalir pada tiap fasenya menimbulkan fluks ( $\Phi_0$ ) pada inti besi, fluks ini akan berputar di belitan delta. sehingga fluks yang timbul, tidak akan berinteraksi dengan minyak trafo, yang dapat memperkecil besarnya nilai reaktansi urutan Nol. Nilainya tergantung dari besarnya kapasitas delta atau  $X_{T0} = 3 * X_{T1}$ .



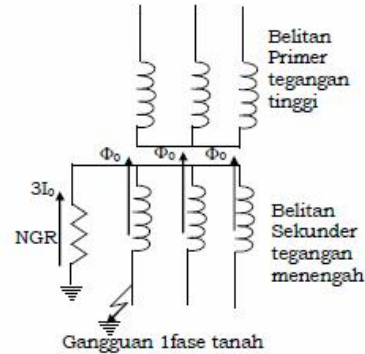
Gambar 2.33 Rangkaian transformator tenaga  $Yy\tilde{N}$  dengan belitan delta

- b. Jika transformator tenaga tidak mempunyai belitan delta lihat gambar dibawah ini maka fluks yang timbul karena adanya arus gangguan hubung singkat 1 fase ketanah, akan mengalir melalui minyak trafo





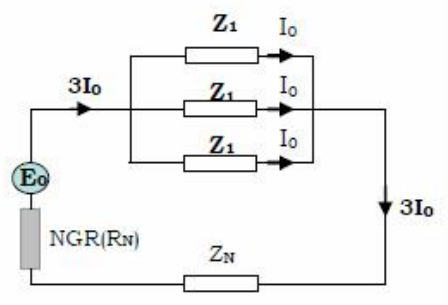
sampai ke dinding transformator tenaga, sehingga reluktansi dari minyak lebih besar dari pada inti besi akibatnya reaktansi belitan menjadi lebih besar, nilainya bisa antara  $X_{T0} = 9 \text{ s/d } 14 * X_{T1}$



Gambar 2.34 Rangkaian belitan transformator tenaga YY (tanpa belitan delta)

**2. Penjelasan  $3R_N$  dan  $Z_0$  jaringan tenaga listrik**

Saat terjadi gangguan satu fase ketanah, akan timbul arus urutan Nol yang mengalir pada penghantar dan selanjutnya mengalir ke tanah seperti terlihat pada gambar 2.3, tegangan  $E_0$  dapat direpresentasikan sebagai berikut.



Gambar 2.35 Rangkaian arus  $3I_0$

$$E_0 = I_0 Z_1 + 3 \cdot I_0 (Z_N + R_N) \dots \dots \dots (2.8)$$

$$E_0 = I_0 (Z_1 + 3 \cdot Z_N + 3 \cdot R_N) \dots \dots \dots (2.9)$$

$$\frac{E_0}{I_0} = Z_0 = Z_1 + 3 \cdot Z_N + 3 \cdot R_N \dots \dots \dots (2.10)$$



Dari persamaan diatas, Nilai ( $Z_1 + 3Z_N$ ) adalah impedansi penghantar dan tanah,  $3R_N$  adalah tahanan NGR. Jadi dalam perhitungan arus gangguan hubung singkat, saat gangguan hubung singkat 1 fase ketanah di jaringan distribusi terdapat nilai  $3R_N$ .

### 2.10.3 Impedansi jaringan distribusi

Perhitungan impedansi jaringan distribusi 20 kV adalah impedansi (ohm/km) yang diperoleh dari tabel dibawah ini. Besarnya tergantung luas penampang, nilai impedansi dalam ohm tergantung dari panjang kawat.

### 2.10.4 Perhitungan koordinaasi relai arus lebih

Pada tahap berikutnya, hasil perhitungan arus gangguan Hubung Singkat, dipergunakan untuk menentukan nilai setelan Arus lebih, terutama nilai setelan TMS ( Time Multiple Setting ), dari Relai Arus Lebih dengan karakteristik jenis Inverse. Disamping itu setelah nilai setelan Relai diperoleh, nilai-nilai arus gangguan hubung singkat pada setiap lokasi gangguan yang diasumsikan, dipakai untuk memeriksa relai Arus Lebih itu, apakah masih dapat dinilai selektif atau nilai setelan harus dirubah ke nilai lain yang memberikan kerja Relai yang lebih selektif, atau didapatkan kerja selektifitas yang optimum ( Relai bekerja tidak terlalu lama tetapi menghasilkan selektifitas yang baik ). Sedangkan untuk setelan Arus dari Relai Arus Lebih dihitung berdasarkan arus beban, yang mengalir di penyulang atau incoming feeder, artinya :

- a. Untuk Relai arus lebih yang terpasang di Penyulang keluar (outgoing feeder), dihitung berdasarkan arus beban maksimum (beban puncak) yang mengalir di penyulang tersebut.
- b. Untuk Relai arus lebih yang terpasang di penyulang masuk (Incoming feeder), dihitung berdasarkan arus nominal Transformator tenaga.

Sesuai British standard untuk:

- a. Relai Inversee biasa diset sebesar 1,05 s/d 1,3 x IBeban ,
- b. Sedangkan Relai Definite diset sebesar 1,2 s/d 1,3 x IBeban.



Persyaratan lain, yang harus dipenuhi adalah penyetelan waktu minimum dari Relai arus lebih ( terutama di penyulang ) tidak lebih kecil dari 0,3 detik. Pertimbangan ini diambil agar Relai tidak sampai trip lagi, akibat arus Inrush current dari transformator distribusi yang memang sudah tersambung di jaringan distribusi, sewaktu PMT penyulang tersebut di operasikan.

$$I_{setting} = k \times I_{nominal} \dots \dots \dots (2.11)$$

Sedangkan pada Isetting pada relay GFR menggunakan konstanta yang bisa digunakan pada range 6%-12% dari besarnya  $I_{>}$ . Besar Isetting pada GFR menggunakan persamaan berikut:

$$I_{e>} = k \times I_{nominal} \dots \dots \dots (2.12)$$

Dimana:

$I_{>}$  = Nilai setelan arus lebih OCR (Isetting)

$I_{e>}$  = Nilai setelan arus lebih GFR (Isetting)

K = Konstanta (6%-12%)

Berikut merupakan rumus untuk perhitungan Highset yang akan digunakan pada setting Instantaneous Relay:

$$I_{>>} = k \times I_{>} \dots \dots \dots (2.13)$$

Sedangkan pada nilai setelan Highset Ground Fault Relay menggunakan persamaan berikut:

$$I_{>>} = k \times I_{e>} \dots \dots \dots (2.14)$$

Berikut merupakan persamaan untuk setelan Highset OCR di sisi outgoing pelanggan:

$$I_{>>} = k \times I_{nominal} \dots \dots \dots (2.15)$$

Dimana:

$I_{>}$  = Nilai setelan arus lebih OCR (Isetting)

$I_{e>}$  = Nilai setelan arus lebih GFR (Isetting)

K = Konstanta (4-10)



### 2.10.5 Setting Time Multiple Setting ( TMS )

Setelan Time multiple setting (Tms) dan setelan waktu Relai pada jaringan distribusi mempergunakan standard Inverse, yang dihitung mempergunakan rumus kurva waktu Vs arus, dalam hal ini juga diambil persamaan kurva arus waktu dari standard British, sebagai berikut:

$$TMS = \frac{t \times \left[ \left[ \frac{I_{FAULT}}{I_{SET}} \right]^{\alpha} - 1 \right]}{\beta} \dots\dots\dots(2.16)$$

Dan

$$T = \frac{\beta \times TMS}{\left[ \frac{I_{FAULT}}{I_{SET}} \right]^{\alpha} - 1} \dots\dots\dots(2.17)$$

Dimana:

t = Waktu trip (detik).

Tms = Time multiple setting (tanpa satuan)

IFAULT= Besarnya arus gangguan hubung singkat (amp)

ISET = Besarnya arus setting sisi primer (Amp)

$\alpha, \beta$  = Konstanta.

Tabel 2.1 Faktor  $\alpha$  dan  $\beta$  tergantung pada kurva arus vs waktu

Nama kurva	$\alpha$	$\beta$
Standard Inverse	0,02	0,14
Very Inverse	1	13,2
Extremely Inverse	2	80
Long inverse	1	120