

**IDENTIFIKASI KELAINAN CURRENT TRANSFORMER (CT)  
TEGANGAN RENDAH PADA PELANGGAN DENGAN  
SISTEM KOMUNIKASI AUTOMATIC METER READING  
(AMR)**

**LAPORAN TUGAS AKHIR**

LAPORAN INI DISUSUN UNTUK MEMENUHI SALAH SATU SYARAT  
MEMPEROLEH GELAR S1 PADA PRODI TEKNIK ELEKTRO FAKULTAS  
TEKNOLOGI INDUSTRI UNIVERSITAS ISLAM SULTAN AGUNG  
SEMARANG



**Disusun Oleh:**

**NINDYA PUSPITA**

**30602000062**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO FAKULTAS TEKNOLOGI  
INDUSTRI UNIVERSITAS SULTAN AGUNG SEMARANG**

**AGUSTUS 2023**

**FINAL PROJECT**

**IDENTIFICATION OF ANOMALY LOW VOLTAGE CURRENT  
TRANSFORMER (CT) AT THE CUSTOMERS USING  
AUTOMATIC METER READING (AMR) AS COMMUNICATION  
SYSTEM**

*Proposed to complete the requirement to obtain a bachelor's degree (S1) at  
Department of Industrial Engineering, Faculty of Electrical Engineering,  
Universitas Islam Sultan Agung*



**MAJORING OF ELECTRICAL ENGINEERING**

**INDUSTRIAL TECHNOLOGY FACULTY**

**SULTAN AGUNG ISLAMIC UNIVERSITY**

**SEMARANG**

**AGUSTUS 2023**

## LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING

Laporan Tugas Akhir dengan judul “**Identifikasi Kelainan Current Transformer (CT) Tegangan Rendah pada Pelanggan dengan Sistem Komunikasi Automatic Meter Reading (AMR)**” disusun oleh :

Nama : Nindya Puspita

NIM : 30602000062

Program Studi : Teknik Elektro

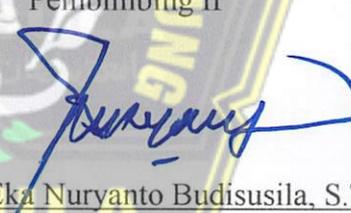
Telah disahkan oleh dosen pembimbing pada :

Hari : Jumat

Tanggal : 21 Agustus 2023

Pembimbing I

Pembimbing II

   
Dr. Ir. Agus Adhi Nugroho, M.T., Dr. Eka Nuryanto Budisusila, S.T. M.T.

NIDN. 0628086501

NIDN. 0619107301

Mengetahui,

Ketua Program Studi Teknik Elektro

  
  
Jenny Putri Hapsari, S.T., M.T.  
NIDN. 0607018501

## LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI

Laporan Tugas Akhir dengan judul “Identifikasi Kelainan Current Transformer (CT) Tegangan Rendah pada Pelanggan dengan Sistem Komunikasi Automatic Meter Reading (AMR)” disusun oleh :

Nama : Nindya Puspita  
NIM : 30602000062  
Program Studi : Teknik Elektro

Telah disahkan oleh dosen pembimbing pada :

Hari : Senin  
Tanggal : 21 Agustus 2023

Tim Penguji

Tanda Tangan

Agus Suprajitno, S.T., M.T.

NIDN. 0602047301

Ketua

Jenny Putri Hapsari, S.T., M.T.

NIDN. 0607018501

Penguji I

Dedi Nugroho, S.T., M.T.

NIDN. 0617126602

Penguji II

## SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nindya Puspita  
NIM : 306020000062  
Judul Tugas Akhir : **IDENTIFIKASI KELAINAN  
CURRENT TRANSFORMER (CT)  
TEGANGAN RENDAH PADA  
PELANGGAN DENGAN SISTEM  
KOMUNIKASI AUTOMATIC METER  
READING (AMR)**

Dengan ini saya menyatakan bahwa judul dan isi Tugas Akhir yang saya buat dalam rangka menyelesaikan Pendidikan Strata Satu (S1) Teknik Elektro tersebut adalah asli dan belum pernah diangkat, ditulis ataupun dipublikasikan oleh siapapun baik keseluruhan maupun sebagian, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka, dan apabila dikemudian hari ternyata terbukti bahwa judul Tugas Akhir tersebut pernah diangkat, ditulis ataupun dipublikasikan, maka saya bersedia dikenakan sanksi akademis. Demikian surat ini saya buat dengan sadar dan penuh tanggung jawab.

Semarang, 21 Agustus 2023

Yang Menyatakan



Nindya Puspita

## PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nindya Puspita  
NIM : 306020000062  
Program Studi : Teknik Elektro  
Fakultas : Teknologi Industri  
Alamat Asal : Jalan Kutilang No. 22A Ungaran

Dengan ini menyatakan Karya Ilmiah berupa Tugas Akhir dengan judul ” **IDENTIFIKASI KELAINAN CURRENT TRANSFORMER (CT) TEGANGAN RENDAH PADA PELANGGAN DENGAN SISTEM KOMUNIKASI AUTOMATIC METER READING (AMR)** ”

Menyetujui menjadi hak milik Universitas Islam Sultan Agung serta memberikan Hak Bebas Royalti Non-Eksklusif untuk disimpan, dialih mediakan, dikelola dalam pangkalan data dan publikasinya di internet atau media lain untuk kepentingan akademis selama tetap mencantumkan nama penulis sebagai pemilik Hak Cipta. Pernyataan ini saya buat dengan sungguh-sungguh. Apabila dikemudian hari terbukti ada pelanggaran Hak Cipta/ Plagiarisme dalam karya ilmiah ini, maka segala bentuk tuntutan hukum yang timbul akan saya tanggung secara pribadi tanpa melibatkan pihak Universitas Islam Sultan Agung.

Semarang, 21 Agustus 2023

Menyatakan  
  
Nindya Puspita



## MOTTO DAN PERSEMBAHAN

### PERSEMBAHAN

Alhamdulillah, atas rahmat dan hidayah-Nya, saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik. Karya sederhana ini ku persembahkan untuk:

- Suami dan anak – anaku terimakasih untuk dukungan dan selalu bersabar atas segala usahaku
- Papa dan mama untuk segala bantuan, dukungan dan doa agar mimpi – mimpiku bisa terwujud
- Anak-anak PLN kelas karyawan teknik elektro unissula, ayo kawan kita wisuda bareng seperti semangat kita di awal kuliah
- Teman – teman di PLN ULP Semarang Selatan terutama warga tengah terima kasih untuk menjadi tim hore terbaik

### MOTTO

*Sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan. Maka apabila kamu telah selesai (dari suatu urusan), kerjakanlah dengan sungguh-sungguh (urusan) yang lain. (Q.S Al-Insyirah 6-7)*

*Allah akan meninggikan orang-orang yang beriman diantaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan beberapa derajat dan Allah Maha mengetahui apa yang kamu kerjakan.*

**(Q.S. Al Mujadilah 11)**

## KATA PENGANTAR

*Assalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh*

Segala Puja dan Puji Syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang telah dan masih memberikan anugerah Iman dan Islam sehingga masih berkesempatan untuk menuntut ilmu dalam keadaan sehat wal'afiat dikampus yang penuh berkah ini. Shalawat sertasalam semoga senantiasa tercurahkan kepada junjungan Rasulullah SAW yang selalu kita harapkan syafa'at dan pertolongannya di hari akhirat.

Penyusunan Tugas Akhir ini adalah merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana pada Fakultas Teknologi Industri di Universitas Islam Sultan Agung Semarang. Dalam Penulisan Tugas Akhir ini, banyak pihak yang telah memberikan bantuan baik moril maupun materiil. Oleh karena itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih dan mensyukuri dengan doa Alhamdulillah jazakummullohu khoiran yang tiada hingganya kepada:

1. Dekan Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
2. Ketua Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
3. Bapak Agus Adhi selaku dosen pembimbing I serta Bapak Eka selaku dosen pembimbing II atas koreksi dan bimbingannya dalam penulisan Tugas Akhir ini.
4. Dosen penguji selaku tim penguji yang telah mengarahkan selama penyelesaian tugas akhir ini.
5. Bapak Khosyain selaku koordinator Tugas Akhir.
6. Admin kelas mitra yang selalu sabar dan tulus melayani.
7. Untuk papa dan mama yang senantiasa mendoakan dan memberikan bantuan tak ternilai tanpa diminta.
8. Suami saya untuk dukungan dan bantuannya selama penyelesaian jenjang strata 1 ini.
9. Anak – anak saya Zaydan, Almeera dan Razayn yang selalu mengerti kesibukan orang tuanya dan menjadi motivasi saya untuk menjadi lebih baik.

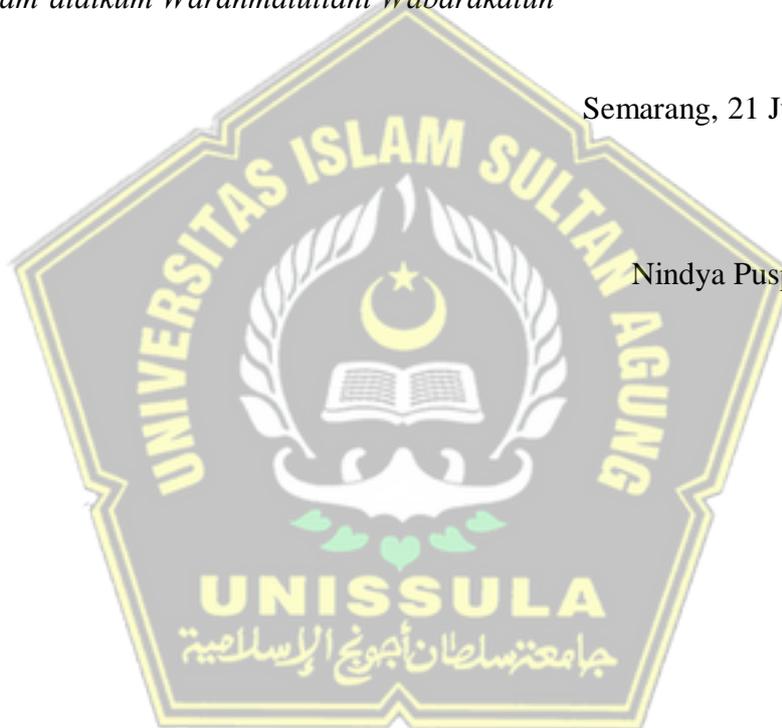
10. Rekan – rekan PLN ULP Semarang Selatan yang telah banyak memberi support untuk penyelesaian tugas akhir ini.
11. Serta teman teman sejawat kuliah dan teman teman kerja yang juga ikut mendukung dalam pembuatan Tugas Akhir saya.

Penulis menyadari bahwa Tugas Akhir ini belum sempurna, baik dari segi materi maupun penyajiannya, untuk itu saran dan kritik yang membangun sangat diharapkan dalam penyempurnaan Tugas Akhir ini.

*Wassalam'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh*

Semarang, 21 Juli 2023

Nindya Puspita



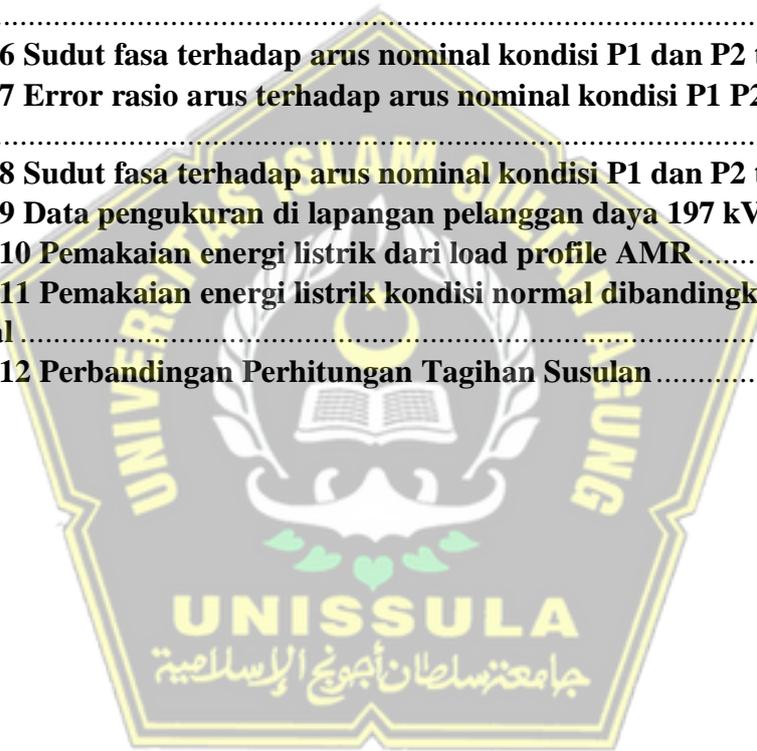
## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI.....	iii
SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	v
MOTTO DAN PERSEMBAHAN .....	vi
KATA PENGANTAR.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL .....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiv
ABSTRAK.....	xv
BAB I.....	1
PENDAHULUAN .....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Perumusan Masalah .....	3
1.3. Pembatasan Masalah .....	3
1.4. Tujuan .....	4
1.5. Manfaat .....	4
1.6. Sistematika Penulisan .....	4
BAB II .....	6
TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI.....	6
2.1. Tinjauan Pustaka .....	6
2.2. Dasar Teori .....	7
BAB III.....	31
METODE PENELITIAN .....	31
3.1. Metode Penulisan .....	31
3.2. Model Penelitian .....	31
3.3. Analisa Pelanggan Anomali .....	33

3.4.	Pengecekan di Lokasi Pelanggan.....	33
3.5.	Identifikasi Kelainan Pada Current Transformer (CT).....	34
3.6.	Tempat dan Waktu Penelitian.....	34
3.7.	Obyek Penelitian.....	34
3.8.	Instrumen Penelitian.....	36
3.9.	Langkah – Langkah Penelitian.....	37
3.10.	Penggantian Current Transformer.....	40
3.11.	Perhitungan Energi Listrik Tidak Terukur.....	41
<b>BAB IV.....</b>		<b>43</b>
<b>HASIL DAN ANALISA.....</b>		<b>43</b>
4.1.	Pengujian.....	43
4.2.	Data Pengukuran.....	43
4.3.	Data Perhitungan.....	54
4.4.	Analisa Perhitungan Current Transformer (CT) Rusak.....	59
<b>BAB V.....</b>		<b>61</b>
<b>PENUTUP.....</b>		<b>61</b>
5.1.	Kesimpulan.....	61
5.2.	Saran.....	61
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>		<b>62</b>

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2. 1 Perbedaan komunikasi CSD dan GPRS .....</b>	<b>25</b>
<b>Tabel 2. 2 Software yang digunakan untuk pembacaan meter elektronik .....</b>	<b>30</b>
Tabel 4. 1 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi normal.....	44
Tabel 4. 2 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi normal .....	44
Tabel 4. 3 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi belitan CT diperbesar	47
Tabel 4. 4 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi belitan CT diperbesar .....	47
<b>Tabel 4. 5 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik</b> .....	<b>49</b>
<b>Tabel 4. 6 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik.....</b>	<b>49</b>
<b>Tabel 4. 7 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 dan S1 S2</b> <b>terbalik .....</b>	<b>52</b>
<b>Tabel 4. 8 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik.....</b>	<b>52</b>
<b>Tabel 4. 9 Data pengukuran di lapangan pelanggan daya 197 kVA.....</b>	<b>54</b>
<b>Tabel 4. 10 Pemakaian energi listrik dari load profile AMR.....</b>	<b>56</b>
<b>Tabel 4. 11 Pemakaian energi listrik kondisi normal dibandingkan kondisi</b> <b>abnormal .....</b>	<b>57</b>
<b>Tabel 4. 12 Perbandingan Perhitungan Tagihan Susulan .....</b>	<b>60</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Diagram fasor segitiga daya .....	9
Gambar 2. 2 Trafo dan bagian-bagiannya .....	12
Gambar 2. 3 Rangkaian pada trafo arus .....	12
Gambar 2. 4 Rangkaian ekivalen trafo arus .....	13
Gambar 2. 5 Diagram arus dan tegangan pada CT .....	15
Gambar 2. 6 Kurva jenuh trafo arus .....	16
Gambar 2. 7 Contoh trafo arus pemasangan luar ruangan. ....	18
Gambar 2. 8 Contoh trafo arus pemasangan dalam ruangan .....	19
Gambar 2. 9 Trafo arus dengan 2 inti .....	19
Gambar 2. 10 Trafo arus dengan 4 inti .....	20
Gambar 2. 11 CT tipe cincin .....	20
Gambar 2. 12 Komponen CT tipe cincin .....	21
Gambar 2. 13 Komponen trafo arus tipe tangki .....	21
Gambar 2. 14 Sistem AMR CSD .....	24
Gambar 2. 15 Sistem AMR GPRS .....	24
Gambar 2. 16 Alur proses billing .....	27
Gambar 2. 17 Bagian – bagian kWh meter elektronik 3 phase .....	29
Gambar 3. 1 Target Operasi dari aplikasi SIGAP .....	33
Gambar 3. 2 CT fasa S dan T terbakar .....	33
Gambar 3. 3 Pengecekan beban sesaat sesuai Berita Acara Pemeriksaan P2TL ..	34
Gambar 3. 4 Current Transformer (CT) rasio 300/5 .....	35
Gambar 3. 5 Digital clamp tester .....	36
Gambar 3. 6 Alat injeksi arus .....	37
Gambar 3. 7 CT analyzer .....	37
Gambar 3. 8 Pengujian CT 300/5 kondisi rusak .....	38
Gambar 3. 9 Pengujian dengan CT analyzer .....	40
Gambar 3. 10 Pengujian dengan CT analyzer .....	40
Gambar 3. 11 Intantaneous dari AMR .....	41
Gambar 3. 12 Load profile pelanggan saat kelainan CT dari AMR.....	41
Gambar 3. 13 Load profile pelanggan sesudah perbaikan CT dari AMR .....	42
Gambar 4. 1 Diagram satu garis pengujian CT .....	43
Gambar 4. 2 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi normal.....	44
Gambar 4. 3 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi normal .....	45
Gambar 4. 4 Grafik titik jenuh kondisi normal .....	45
Gambar 4. 5 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi S1 S2 terbalik ..... Error! Bookmark not defined.	
Gambar 4. 6 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi S1 S2 terbalik.....	48

<b>Gambar 4. 7 Grafik titik jenuh kondisi S1 S2 dibalik .....</b>	<b>48</b>
<b>Gambar 4. 8 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik .....</b>	<b>50</b>
<b>Gambar 4. 9 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik .....</b>	<b>50</b>
<b>Gambar 4. 10 Grafik titik jenuh kondisi P1 P2 terbalik.....</b>	<b>51</b>
<b>Gambar 4. 11 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik .....</b>	<b>52</b>
<b>Gambar 4. 12 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik .....</b>	<b>53</b>
<b>Gambar 4. 13 Grafik titik jenuh kondisi P1 P2 dan S1 S2 terbalik .....</b>	<b>53</b>
<b>Gambar 4. 14 Grafik perbandingan metode menghitung tagihan susulan .....</b>	<b>60</b>



## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Load Profile Bina Bangsa School saat terjadi anomali . . . . .	64
Lampiran 2 Berita Acara Pemeriksaan P2TL . . . . .	65
Lampiran 3 SPH Bina Bangsa School . . . . .	66
Lampiran 4 Hasil Turn It In . . . . .	67
Lampiran 5 Hasil Mendeley . . . . .	68



## ABSTRAK

*Perkembangan teknologi diiringi dengan pertumbuhan konsumsi energi listrik. Hal tersebut juga mempengaruhi susut baik teknis maupun non teknis. Susut teknis dipengaruhi oleh faktor jaringan sedangkan susut non teknis dipengaruhi oleh baca meter, penggunaan listrik ilegal dan juga faktor kelainan alat ukur salah satunya adalah anomali pada Current Transformer (CT). Untuk memonitor kelainan tersebut, PLN memanfaatkan AMR sebagai fungsi monitoring dan billing. Kelainan CT mempengaruhi kelas ketelitian yang mempengaruhi pengukuran sehingga menimbulkan error pengukuran. Data pelanggan yang mengalami kelainan diperoleh dari aplikasi SIGAP, selanjutnya dilakukan analisa di sistem AMR dan dilakukan pengecekan di lokasi pelanggan untuk memeriksa kelainan pengukuran yang ada. Untuk mengidentifikasi kelainan CT dilakukan pengujian menggunakan alat uji injeksi arus. Pengujian dilakukan dengan berbagai keadaan untuk mengidentifikasi pengaruh kelainan CT. CT yang rusak kumparannya, tidak dapat dilakukan pengujian karena tidak bisa dilewati oleh arus injeksi. CT anomali menyebabkan kelainan pengukuran sehingga menimbulkan tagihan susulan. Tagihan susulan dihitung berdasarkan load profile pemakaian energi listrik di pelanggan yang telah tersimpan di sistem AMR. Kelainan CT dapat mempengaruhi error pengukuran energi listrik.*

**Kata kunci :** losses, CT, AMR, tagihan susulan

## ABSTRACT

*The development of technology is accompanied by the growth of electricity consumption. This also affects losses, both technical and non-technical. Technical losses are influenced by network factors, while non-technical losses are influenced by meter reading, illegal electricity usage, and also factors affecting measurement anomalies, one of which is the anomaly in the Current Transformer (CT). To monitor these anomalies, the national electricity company (PLN) utilizes AMR as a monitoring and billing function. CT anomalies affect the accuracy class, which in turn influences measurements, leading to measurement errors. Customer data experiencing anomalies are obtained from the SIGAP application. Subsequently, an analysis is conducted in the AMR system, and on-site checks are carried out at the customer's location to verify the measurement anomalies present. To identify CT anomalies, testing is performed using current injection test equipment. Testing is conducted under various conditions to identify the effects of CT anomalies. Faulty CTs, which have short circuits, cannot be tested because they cannot withstand the injected current. Anomalous CTs lead to measurement discrepancies, resulting in supplementary billing. Supplementary billing is calculated based on the load profile of electricity consumption stored in the AMR system. CT anomalies can influence errors in electricity measurement.*

**Keywords :** losses, CT, AMR, supplementary billing

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1.Latar Belakang

Seiring dengan perkembangan teknologi maka konsumsi energi listrik juga terus meningkat sehingga potensi losses energi listrik pun semakin besar. [1] Losses dalam energi listrik terbagi menjadi dua yaitu losses teknis dan losses non teknis. Losses atau dalam istilah Indonesia dikenal sebagai susut merupakan parameter utama efisiensi yang sudah dilakukan oleh PT PLN (Persero). [2]. Susut teknis dipengaruhi oleh jaringan listrik yang sudah existing sedangkan untuk susut non teknis disebabkan dengan kelainan Alat Pengukur dan Pembatas (APP), kesalahan baca meter maupun tindak pencurian energi listrik.[3]

Kontribusi susut teknis dalam sistem kurang lebih sebesar 80% dari keseluruhan susut distribusi. Upaya penekanan susut teknis yang paling diutamakan adalah memperbaiki sistem tegangan rendah. Untuk susut non teknis dilakukan berbagai upaya untuk dilakukan perbaikan sistem di PT PLN (Persero), misalnya untuk mengurangi salah pembacaan stand meter dioptimalkan dengan fitur SWACAM di PLN mobile sehingga pelanggan bisa mengirimkan angka stand meter secara mandiri di aplikasi PLN mobile, menggunakan aplikasi berbasis Automatic Meter Reading (AMR) sebagai monitoring pelanggan daya besar khususnya daya 41.500 VA ke atas sehingga memungkinkan pembacaan stand meter secara real time. Dari aplikasi tersebut akan mengirimkan data DLPD (Daftar Pelanggan Yang Perlu Diperhatikan) apabila ada pelanggan yang mengalami anomali pengukuran.[4]

Untuk mensupport penggunaan sistem AMR maka digunakan kWh meter digital yang memungkinkan data dikirimkan secara jarak jauh. Sistem AMR adalah suatu sistem manajemen jaringan distribusi, untuk *memonitoring* kualitas daya, kesalahan dan pelaporan pemadaman, manajemen beban, serta sebagai perlindungan terhadap pencurian listrik. Manfaat AMR bagi pelanggan listrik dapat merencanakan peningkatan pemanfaatan listrik di luar waktu beban puncak

dan menurunkan pemakaian di waktu beban puncak, sehingga biaya pemakaian listrik menjadi lebih murah. Sistem kWh meter AMR adalah salah satu pengembangan teknologi meter elektronik yang dapat melakukan pengawasan, pengaturan dan pengambilan data pemakaian energi listrik di pelanggan secara jarak jauh dan akurat. Pelanggan listrik yang jumlahnya jutaan dengan lokasi yang tersebar membuat PT PLN (Persero) sebagai penyedia listrik menemui banyak kendala pada saat pencatatan energi terpakai di pelanggan dan membutuhkan tenaga pencatat meter yang tidak sedikit dan sering terjadi pencatatan tidak sesuai dengan yang tertera pada meter pelanggan. Sehingga memungkinkan pembuatan tagihan listrik menjadi tidak efisien. Dengan mengkombinasikan kWh meter elektronik dengan modul pengiriman data melalui sistem jaringan komunikasi berbasis IP sangat memudahkan *monitoring* sampai dengan pembuatan tagihan pemakaian energi listrik.[5]

Dengan adanya sistem pembacaan data kWh meter secara AMR membantu untuk melakukan monitoring data pelanggan terutama saat mengalami anomali. Data anomali tersebut diperoleh dari aplikasi AMICON yang mengirimkan data pelanggan yang perlu diperhatikan ke aplikasi SIGAP untuk selanjutnya dilakukan analisa lebih lanjut. Data tersebut dilakukan kroscek pada data load profile dan data instant pelanggan yang mengalami anomali yaitu di sisi fasa S terukur arus 0 A sehingga pengukuran hilang sebesar sepertiga. Selanjutnya, dari indikasi tersebut dilakukan kroscek di lokasi pelanggan untuk memastikan penyebab anomali tersebut. Untuk anomali yang terjadi rata – rata dikarenakan adanya kWh meter blank atau kondisi trafo arus pengukuran rusak sehingga pengukuran energi listrik tidak berjalan optimal.[6]

Berdasarkan data penetapan tagihan susulan periode tahun 2019 hingga 2022 diperoleh 9 pelanggan dengan pengukuran di atas 41.500 VA yang menggunakan Current Transformer (CT) mengalami anomali pengukuran, 5 pelanggan adalah pelanggan tegangan menengah dan 4 pelanggan tegangan rendah. Total energi listrik yang hilang akibat adanya anomali pengukuran sebesar 496.404 kWh, di mana 336.298 merupakan kurang tagih akibat anomali Current Transformer (CT)

pada pelanggan AMR pengukuran tak langsung. Berkaitan dengan besarnya potensi yang hilang akibat anomali yang terjadi karena kerusakan Current Transformer (CT) maka pembuatan tugas akhir ini difokuskan untuk mengkaji pengaruh anomali Current Transformer (CT) terhadap pengukuran.

### **1.2. Perumusan Masalah**

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah identifikasi pengaruh anomali atau kelainan pada pengukuran Current Transformer (CT) tegangan rendah khususnya pada pelanggan yang terdaftar sebagai pelanggan Automatic Meter Reading (AMR) sehingga mengakibatkan kurang tagih rekening listrik. Fungsi Automatic Meter Reading (AMR) di sini untuk memudahkan pemantauan pelanggan sehingga apabila terjadi anomali bisa lebih cepat ditangani dan sebagai dasar perhitungan tagihan susulan akibat energi listrik yang tidak terhitung.

### **1.3. Pembatasan Masalah**

Dalam penyusunan penelitian ini, telah ditentukan batasan masalah sebagai berikut :

1. Penelitian ini dilakukan bagi pelanggan yang mengalami gangguan dan kelainan pada Current Transformer (CT) tegangan rendah.
2. Penelitian ini berfokus pada pelanggan pengukuran tak langsung yang telah terdaftar sebagai pelanggan Automatic Meter Reading (AMR) di PT PLN (Persero) ULP Semarang Selatan yang dengan daya di atas 41.500 VA.
3. Sistem Automatic Meter Reading (AMR) yang digunakan sebagai sarana komunikasi menggunakan aplikasi PLN yaitu AMICON.

#### **1.4.Tujuan**

Tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengetahui penyebab gangguan yang terjadi pada Current Transformer (CT) di pelanggan yang telah terdaftar Automatic Meter Reading (AMR) .

#### **1.5.Manfaat**

1. Untuk mengetahui penyebab gangguan Current Transformer (CT).
2. Untuk mengoptimalkan kinerja Automatic Meter Reading (AMR) selain sebagai fungsi billing.
3. Untuk mengetahui energi hilang akibat anomali Current Transformer (CT) rusak.

#### **1.6.Sistematika Penulisan**

Pada penyusunan tugas akhir ini sistematika penulisan yang digunakan sebagai berikut :

##### **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini menjelaskan tentang latar belakang diambilnya judul tugas akhir, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan sistematika penulisan penyusunan tugas akhir ini.

##### **BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI**

Bab ini menjelaskan tentang sumber data dan materi – materi yang menjadi acuan disusunnya tugas akhir ini.

##### **BAB III METODE PENELITIAN**

Bab ini menjelaskan tentang metode pengambilan data yang akan dibahas dalam penelitian tugas akhir ini.

##### **BAB IV DATA DAN ANALISA**

Bab ini menjelaskan tentang pengolahan data yang telah diperoleh sehingga mendapatkan hasil yang dapat dipahami dan dikemukakan.

## **BAB V PENUTUP**

Bab ini berisi mengenai kesimpulan dari dilakukan penelitian tugas akhir ini dan juga saran perbaikan untuk kesinambungan tugas akhir ini ke depannya.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI

#### 2.1. Tinjauan Pustaka

Menurut jurnal Sistem Tenaga Listrik dijelaskan mengenai teori – teori dasar listrik dari pengertian, hukum yang berlaku, berbagai peralatan seperti generator, trafo hingga operasi sistem tenaga listrik, manajemen listrik dan teknologi baru tentang kelistrikan.[7]

Berdasarkan SPLN D3.014-1:2009 membahas tentang transformator arus mulai dari pengertian trafo arus, prinsip kerja, pembahasan tentang fungsi trafo arus, kondisi pelayanan, karakteristik trafo arus, nilai pengenal trafo arus untuk sistem distribusi, konstruksi trafo arus serta pengujian untuk trafo arus. [8]

Dari jurnal berjudul Kajian Ketelitian Current Transformer (CT) Terhadap Kesalahan Rasio Arus pada Pelanggan 197 kVA membahas tentang perbandingan kelas Current Transformer (CT) kelas ketelitian 0,5 dan 0,5S di mana pada kelas ketelitian 0,5S menunjukkan selisih energi tidak terukur lebih kecil jika dibandingkan kelas ketelitian 0,5.[1]

Pada jurnal yang disusun oleh Moranain Mungkin, Habib Satria, Zulkifli Bahri dan Ahmad Ridwan disebutkan tentang pengujian keandalan sistem Current Transformer dalam menanggulangi penggunaan energi listrik secara illegal.[9]

Pada jurnal yang berjudul Analisis Pembacaan Meter Otomatis Listrik dengan Menggunakan Jaringan Komunikasi membahas mengenai analisis pembacaan meter otomatis listrik dengan menggunakan jaringan komunikasi. Hasil analisis sistem kwh meter dan AMR dapat menekan rugi – rugi yang diakibatkan ketidaknormalan sistem jaringan distribusi. Telemetry dengan modem SMS sinyal komunikasi tidak stabil dan seringkali mengalami kegagalan penarikan data.[5]

Dari jurnal yang berjudul *Secure Low Cost AMR System Based On GPRS Technology* membahas tentang desain dan implementasi sistem keamanan AMR

berbiaya rendah yang mengukur dan mentransmisikan total pemakaian energi ke server utama menggunakan teknologi GPRS yang dilengkapi jaringan GSM.[10]

Berdasarkan jurnal *A Survey on Wireless Network Applications in Automated Public Utilities Control and Management* menjelaskan tentang perbedaan arsitektur ditujukan dan didesain untuk pengukuran otomatis, control dan manajemen kepentingan umum untuk manajemen yang efektif dan ktrol sumber daya.[11]

Pada penelitian dengan judul *Analisa Deteksi Ketidaknormalan Meter Elektronik dengan Sistem Automatic Meter Reading* membahas tentang anomali pengukuran berupa pengawatan CT terbalik dapat diketahui melalui sistem AMR. Selain itu, dari sistem AMR tersebut juga dapat diketahui besaran energi yang hilang dan sejak kapan energi tersebut tidak tersalurkan semestinya.[6]

## 2.2. Dasar Teori

Di era digital seperti sekarang banyak perusahaan terus berinovasi untuk menciptakan kemudahan dalam pekerjaan mereka, selain harus memudahkan tentunya inovasi yang dilakukan juga harus efektif dan tepat guna untuk mengatasi masalah – masalah yang terjadi dalam perusahaan. Automasi pembacaan kwh meter adalah salah satu bentuk terobosan yang sudah dilakukan oleh PLN. Dari pembacaan yang tadinya dilakukan dengan petugas datang dan mencatat digantikan dengan pembacaan yang mampu dipantau melalui sistem. Dari kwh meter terpasang di pelanggan mengirimkan data – data yang dibutuhkan sesuai kebutuhan yang telah disetting sebelumnya.

Pembacaan secara otomatis tersebut tentunya harus didukung dengan alat yang memadai, salah satunya penggunaan kwh meter elektronik. Dengan menggunakan kwh meter elektronik akan lebih memudahkan dalam menekan losses karena dapat dideteksi lebih awal ketika terjadi kelainan. Selain itu, apabila ada kelainan APP di pelanggan akan lebih mudah untuk perekaman dan sebagai barang bukti. Dengan pembacaan secara digital juga meningkatkan layanan PLN di pelanggan karena pembacaan dilakukan secara tepat dan akurat.

Acuan penggunaan meter elektronik sesuai dengan SE No. 011/82/DIR/1997 tentang penggunaan meter elektronik dan juga sesuai TDL 2003 penjelasan tentang penggunaan kWh meter elektronik pada pelanggan sesuai golongan tarifnya.[12]

a. Arus

Konsep dasar pemahaman fisika dasar dan elektronika dasar arus, tegangan dan hambatan listrik adalah bagaimana pemahaman dalam memahami konsep dasar listrik untuk inputan dan output pada rangkaian listrik. Arus listrik adalah perbandingan antara tegangan masukan dengan hambatan rangkaian listrik. Bila dirumuskan menjadi seperti berikut :

$$I = \frac{V}{R} \quad (2.1)$$

Arus listrik terbentuk adanya aliran – aliran muatan listrik yang mengalir pada medium tertentu. Pembagian arus listrik dibagi menjadi 2 bagian yaitu arus searah (DC) dan arus bolak – balik (AC).

Satuan dari arus listrik adalah Ampere (A). Begitu juga sama halnya dengan tegangan. Tegangan adalah hasil perkalian antara arus dengan hambatan listrik. Bila dituliskan rumusnya sebagai berikut :

$$V = IR \quad (2.2)$$

b. Tegangan

Tegangan listrik terbentuk karena adanya aliran – aliran arus listrik dengan hambatan listrik. Tegangan listrik terbagi menjadi 2 bagian yaitu tegangan searah dan tegangan bolak – balik. Untuk hambatan adalah perbandingan antara tegangan dan arus listrik, dapat dirumuskan sebagai berikut[13] :

$$R = \frac{V}{I} \quad (2.3)$$

c. Faktor Daya (Cos  $\phi$ )

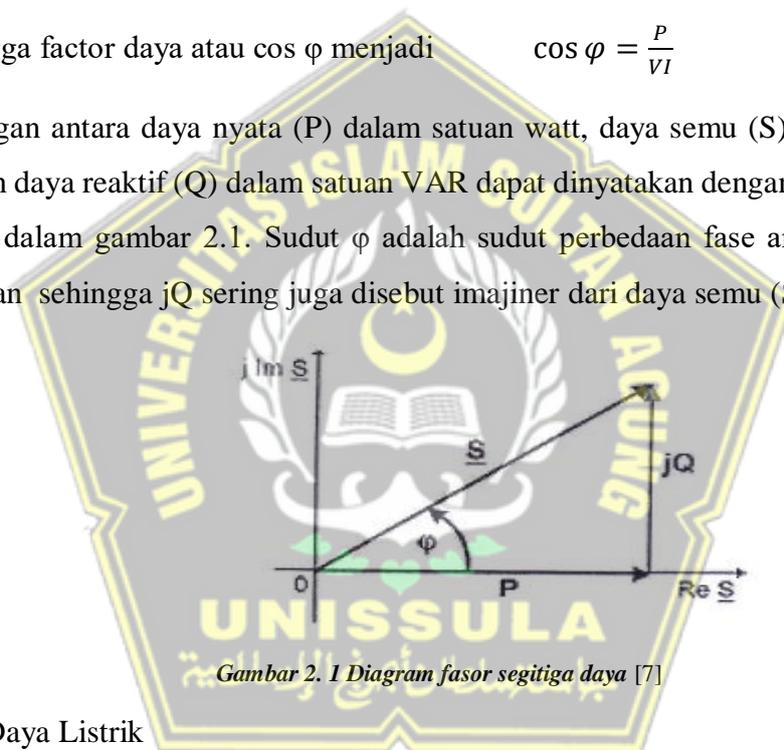
Factor daya adalah perbandingan antara daya nyata dan daya semu. Dalam hal ini daya nyata adalah rerata dalam satu siklus perkalian antara arus dan tegangan sesaat, dan daya semu adalah perkalian nilai rms dari arus dengan nilai rms dari tegangan. Jika arus dan tegangan keduanya sinusoidal dan dalam fase yang sama

dikatakan factor dayanya adalah 1. Jika arus dan tegangan keduanya tidak sefase maka factor dayanya adalah cosinus dari perbedaan sudut fasanya. Arus listrik yang mengalir dalam rangkaian resistif akan menyerap daya nyata. Perkalian arus dan tegangan dalam rangkaian AC sinusoidal dinyatakan dalam voltampere (VA). Daya nyata diukur dalam watt dan dapat dihitung jika voltampere dari rangkaian dikalikan dengan factor daya. Oleh karena itu, daya nyata dalam rangkaian AC satu fasa dapat dinyatakan dalam persamaan berikut ini :

$$P = VI \cos \varphi \quad (2.4)$$

Sehingga factor daya atau  $\cos \varphi$  menjadi  $\cos \varphi = \frac{P}{VI}$  (2.5)

Hubungan antara daya nyata (P) dalam satuan watt, daya semu (S) dalam satuan VA dan daya reaktif (Q) dalam satuan VAR dapat dinyatakan dengan segitiga daya seperti dalam gambar 2.1. Sudut  $\varphi$  adalah sudut perbedaan fase antara arus dan tegangan sehingga  $jQ$  sering juga disebut imajiner dari daya semu (S).[14]



Gambar 2. 1 Diagram fasor segitiga daya [7]

#### d. Daya Listrik

Pengertian dari daya listrik adalah pengukuran energi per satuan waktu. Daya listrik mengukur besarnya energi yang dikonsumsi atau diproduksi, dinyatakan dalam satuan Watts (W). Persamaan untuk menggambarkan besarnya daya sebagai berikut :

$$P = V.I \quad (2.6)$$

Untuk beban resistif, dapat diaplikasikan hukum Ohm sesuai dengan gambar 2.1. untuk membuat persamaan

$$P = V.I = I^2R \quad (2.7)$$

Mengaplikasikan rumus  $P = V.I$  bisa menjadi masalah jika tegangan dan arus berubah tiap waktu seperti pada sistem arus bolak – balik. Akibat hal tersebut maka persamaan untuk daya pada sistem arus bolak-balik atau disebut daya semu menjadi

$$S = V.I. \cos \varphi \quad (2.8)$$

Sedangkan untuk daya reaktif sesuai segitiga daya gambar 2.1. berlaku persamaan berikut :

$$Q = V.I. \sin \varphi \quad (2.9)$$

e. Harmonisa

Berdasarkan standard IEC (International Electrotechnical Commission) 1000.4-11, gangguan harmonisa tergolong ke dalam distorsi bentuk gelombang. Pada fenomena ini terjadi perubahan bentuk gelombang dari gelombang dasarnya. Harmonisa adalah gelombang tegangan atau arus sinusoidal yang memiliki frekuensi yang merupakan hasil kali intaeger dari frekuensi dasar dimana suplai sistem dirancang untuk beroperasi (biasanya 50-60 Hz). Pada dasarnya harmonisa adalah gejala pembentukan gelombang – gelombang dengan frekuensi berbeda yang merupakan perkalian bilangan bulat dengan frekuensi dasarnya. Hal ini disebut frekuensi harmonisa yang timbul pada bentuk gelombang aslinya sedangkan bilangan bulat pengali frekuensi dasar disebut angka urutan harmonisa. Harmonisa yang ditimbulkan oleh peralatan yang digunakan menyebabkan perubahan pada bentuk gelombang. Harmonisa disebabkan oleh adanya beban nonlinear yang digunakan dalam sistem tenaga listrik.[7]

Total Harmonic Distortion (THD) menyatakan besarnya distorsi harmonisa yang terjadi dalam suatu sistem. Untuk menentukan besarnya THD digunakan persamaan sebagai berikut [15]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} I^2}}{I_1} \times 100\% \quad (2.10)$$

THD = Distorsi harmonisa total (%)

I<sub>1</sub> = arus frekuensi dasar (A)

$I_h$  = arus harmonisa ke-h (A)

h = bilangan integer 2, 3, 4, 5, ..... dst

f. Transformator Tenaga

Pengertian transformator adalah suatu peralatan statis yang berdasarkan induksi elektromagnetik, mentransformasikan tegangan dan arus bolak – balik di antara dua belitan atau lebih pada frekuensi yang sama besar dan biasanya pada nilai arus dan tegangan yang berbeda.[16] Jenis – jenis transformator dibagi sebagai berikut :

- Oto transformator

Transformator yang paling sedikit terdiri dari dua belitan mempunyai satu bagian Bersama

- Transformator penguat

Transformator yang satu belitannya dihubungkan secara seri ke suatu sirkit dengan maksud untuk mengubah tegangannya. Belitan lainnya adalah belitan yang diberi tegangan.

- Transformator jenis terendam minyak

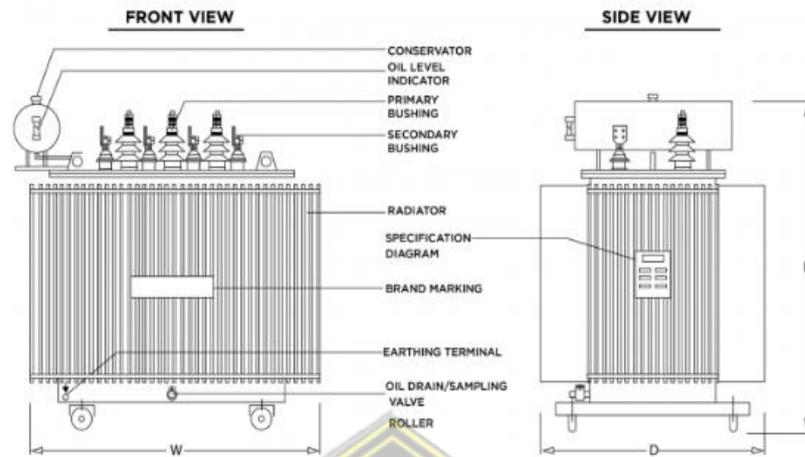
Transformator yang inti dan belitannya terendam minyak

- Transformator jenis kering

Transformator yang inti dan belitannya tidak terendam cairan isolasi.

- Transformator kedap

Transformator yang tertutup sedemikian rupa sehingga tidak ada pertukaran antara isinya dengan atmosfer luar.

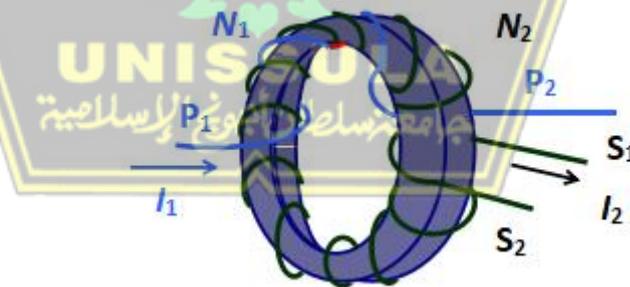


Gambar 2. 2 Trafo dan bagian-bagiannya [8]

g. Trafo Arus (Current Transformator)

1. Pengertian trafo arus

Trafo Arus (*Current Transformator*) yaitu peralatan yang digunakan untuk melakukan pengukuran besaran arus pada instalasi tenaga listrik disisi primer (TET, TT dan TM) yang berskala besar dengan melakukan transformasi dari besaran arus yang besar menjadi besaran arus yang kecil secara akurat dan teliti untuk keperluan pengukuran dan proteksi. [17]



Gambar 2. 3 Rangkaian pada trafo arus [17]

Untuk kondisi trafo yang dihubungkan singkat maka

$$I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2 \quad (2.11)$$

Untuk trafo pada kondisi tidak berbeban, maka :

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.12)$$

Dimana : 
$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.13)$$

$N_1$  = jumlah lilitan primer

$N_2$  = jumlah lilitan sekunder

Pada trafo arus dikenal adanya kesalahan arus guna mengetahui error dari trafo arus tersebut. Kesalahan suatu transformator pada pengukuran arus yang muncul dari kenyataan bahwa rasio transformasi actual tidak sama dengan rasio transformasi pengenal. Kesalahan arus yang dinyatakan dalam persen, diberikan dalam persamaan :

$$\% \text{ kesalahan arus} = \frac{(K_n \cdot I_s - I_p)}{I_p} \times 100\% \quad (2.14)$$

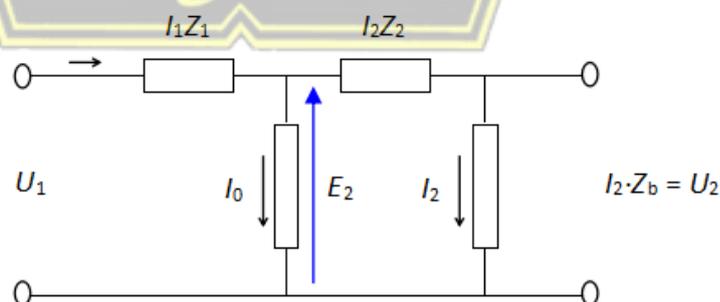
Dimana :

$K_n$  = rasio transformasi pengenal

$I_p$  = arus primer actual

$I_s$  = arus sekunder actual pada waktu  $I_p$  mengalir pada kondisi – kondisi pengukuran

Rangkaian ekivalen



Gambar 2. 4 Rangkaian ekivalen trafo [17]

Tegangan induksi pada sisi sekunder adalah :

$$E^2 = 4,44 \cdot B \cdot A \cdot f \cdot N^2 \quad (2.15)$$

Tegangan jepit rangkaian sekunder adalah :

$$E^2 = I^2(Z^2 + Z_b) \quad (2.16)$$

dimana  $Z_b = Z_{kawat} + Z_{inst}$

Dalam pengaplikasiannya harus dipenuhi  $U_1 > U_2$

Dimana :

$B$  = kerapatan fluks (Tesla)

$A$  = luas penampang ( $m^2$ )

$f$  = frekuensi (Hz)

$N_2$  = jumlah lilitan sekunder

$U_1$  = tegangan sisi primer

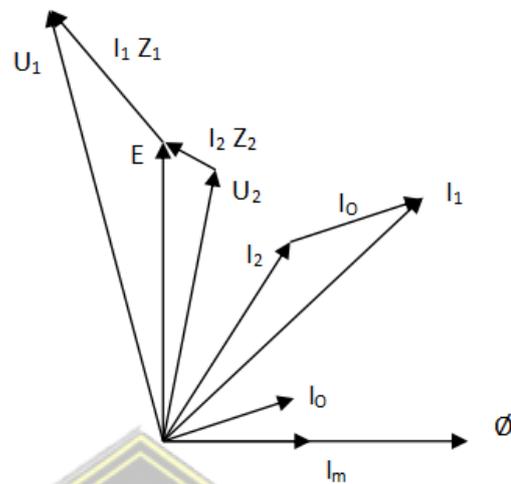
$U_2$  = tegangan sisi sekunder

$Z_b$  = impedansi/tahanan trafo bebas arus

$Z_{kawat}$  = impedansi/tahanan kawat dari terminasi CT ke instrumen

$Z_{inst}$  = impedansi/tahanan internal instrument

Berikut adalah diagram fasor arus dan tegangan pada trafo arus sesuai pada gambar 2.4 :



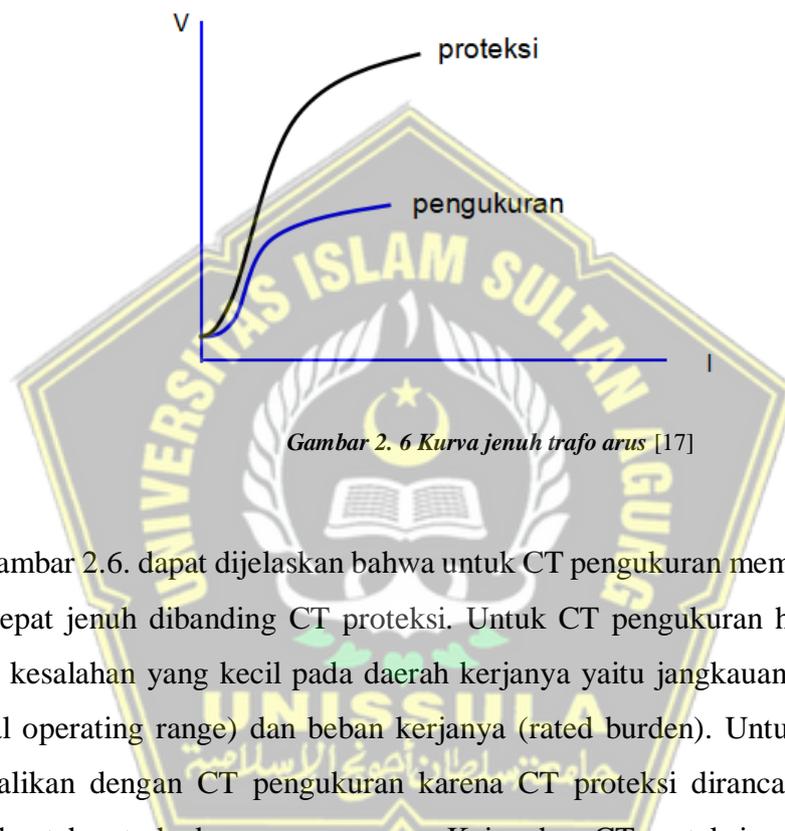
Gambar 2. 5 Diagram arus dan tegangan pada CT [17]

2. Fungsi trafo arus
  - a. Mengkonversi besaran arus pada sistem tenaga listrik dari besaran primer menjadi besaran sekunder untuk keperluan pengukuran sistem metering dan proteksi.
  - b. Mengisolasi rangkaian sekunder terhadap rangkaian primer, sebagai pengamanan terhadap manusia atau operator yang melakukan pengukuran.
  - c. Standarisasi besaran sekunder

Secara fungsi dibedakan menjadi 2 yaitu :

- 2.1. Trafo arus pengukuran
  - a. Trafo arus pengukuran untuk metering memiliki ketelitian tinggi pada daerah kerja (daerah pengenalnya) 5% - 120% arus nominalnya tergantung dari kelasnya dan tingkat kejenuhan yang relatif rendah dibandingkan trafo arus untuk proteksi.
  - b. Penggunaan trafo arus pengukuran untuk Amperemeter, Watt-meter, VARh-meter, dan cos j meter.
- 2.2. Trafo arus proteksi

- a. Trafo arus untuk proteksi, memiliki ketelitian tinggi pada saat terjadi gangguan dimana arus yang mengalir beberapa kali dari arus pengenalnya dan tingkat kejenuhan cukup tinggi.
- b. Penggunaan trafo arus proteksi untuk relai arus lebih (OCR dan GFR), relai beban lebih, relai diferensial, relai daya dan relai jarak.
- c. Perbedaan mendasar trafo arus pengukuran dan proteksi adalah pada titik saturasinya seperti pada kurva saturasi di bawah :



*Gambar 2. 6 Kurva jenuh trafo arus [17]*

Pada gambar 2.6. dapat dijelaskan bahwa untuk CT pengukuran memang dirancang lebih cepat jenuh dibanding CT proteksi. Untuk CT pengukuran harus memiliki tingkat kesalahan yang kecil pada daerah kerjanya yaitu jangkauan arus kerjanya (normal operating range) dan beban kerjanya (rated burden). Untuk CT proteksi berkebalikan dengan CT pengukuran karena CT proteksi dirancang lebih lama jenuh dan tahan terhadap arus gangguan. Kejenuhan CT proteksi arus yang masuk di sisi primer melebihi batas arus yang ditentukan. Karakteristik utama dari CT proteksi yaitu akurasi rendah jika dibandingkan CT pengukuran dan titik saturasi tegangan (saturation voltage) tinggi. Kejenuhan tegangan disebut juga Accuracy Limit Factor (ALF) di mana dapat dikatakan merupakan perbandingan antara saturasi tegangan dan tegangan pada arus pengenal serta burden di sisi sekunder. CT proteksi berfungsi untuk melindungi peralatan ukur dari arus besar pada gangguan hubung singkat di sisi primer, batasan arus sekunder yaitu  $F_s \times$  arus pengenal, di mana pengamanan peralatan metering tinggi apabila  $F_s$  rendah.

Dengan spesifikasi faktor yang ada  $F_s5$  atau  $F_s10$  sebagai nilai maksimum dan valid pada burden pengenalnya.

### 2.3. Jenis trafo arus

Jenis trafo arus menurut konstruksi dan pemasangannya dibagi menjadi :

- a. Tipe konstruksi
  - Tipe cincin/ring
  - Tipe cor-coran cast resin
  - Tipe tangka minyak
  - Tipe trafo arus bushing
- b. Tipe pemasangan
  - Pasangan dalam (indoor)
  - Pasangan luar (outdoor)

Jenis trafo arus berdasarkan belitan primer dibagi menjadi :

- a. Sisi primer batang
- b. Sisi tipe lilitan

Jenis trafo arus berdasarkan konstruksi jenis inti dibagi menjadi :

- a. Trafo arus dengan inti besi

Trafo arus dengan inti besi adalah trafo arus yang umum digunakan. Pada arus yang kecil (jauh dibawah nilai nominal) terdapat kecenderungan kesalahan dan pada arus yang besar (beberapa kali nilai nominal) trafo arus akan mengalami saturasi.

- b. Trafo arus tanpa inti besi

Trafo arus tanpa inti besi tidak memiliki saturasi dan rugi histerisis, transformasi dari besaran primer ke besaran sekunder adalah linier di seluruh jangkauan pengukuran, contohnya adalah koil rogowski.

Jenis trafo arus berdasarkan jenis isolasi dibagi menjadi :

- a. Trafo arus kering

Trafo arus kering biasanya digunakan pada tegangan rendah, umumnya digunakan pada pasangan dalam ruangan (*indoor*).

b. Trafo arus Cast Resin

Trafo arus ini biasanya digunakan pada tegangan menengah, umumnya digunakan pada pasangan dalam ruangan (*indoor*), misalnya trafo arus tipe cincin yang digunakan pada kubikel penyulang 20 kV.

c. Trafo arus isolasi minyak

Trafo arus isolasi minyak banyak digunakan pada pengukuran arus tegangan tinggi, umumnya digunakan pada pasangan di luar ruangan (*outdoor*) misalkan trafo arus tipe bushing yang digunakan pada pengukuran arus penghantar tegangan 70 kV dan 150 kV.

d. Trafo arus isolasi SF6 / Compound

Trafo arus ini banyak digunakan pada pengukuran arus tegangan tinggi, umumnya digunakan pada pasangan di luar ruangan (*outdoor*) misalkan trafo arus tipe top core.

Berdasarkan lokasi pemasangannya trafo arus dibagi menjadi dua yaitu :

a. Trafo arus pemasangan luar (*outdoor*)

Trafo arus pemasangan luar ruangan memiliki konstruksi fisik yang kokoh, isolasi yang baik, biasanya menggunakan isolasi minyak untuk rangkaian elektrik internal dan bahan keramik/porcelain untuk isolator eksternal.



Gambar 2. 7 Contoh trafo arus pemasangan luar ruangan [17]

b. Trafo arus pemasangan dalam ruangan (*indoor*)

Trafo arus pemasangan dalam ruangan biasanya memiliki ukuran yang lebih kecil dari pada trafo arus pemasangan luar ruangan, menggunakan isolator dari bahan resin.



Gambar 2. 8 Contoh trafo arus pemasangan dalam ruangan [17]

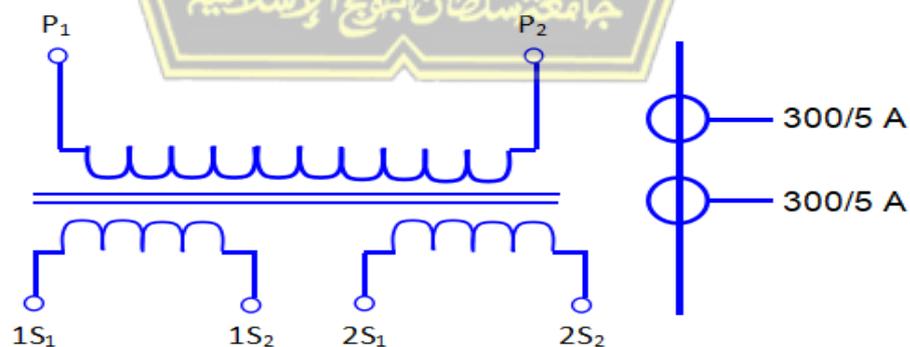
Berdasarkan jumlah inti sekunder, trafo arus dibagi menjadi ;

- a. Trafo arus dengan inti tunggal

Contoh ; trafo arus dengan rating arus 150 – 300/5 A, 200 – 400/5 A atau 300 – 600/1 A.

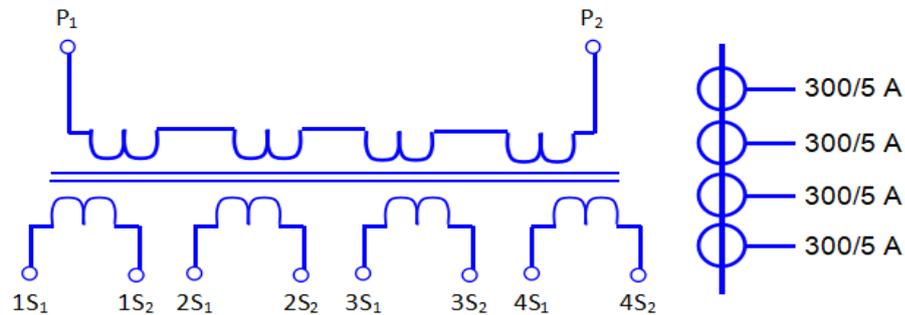
- b. Trafo arus dengan inti banyak

Trafo arus dengan inti banyak dirancang untuk berbagai keperluan yang mempunyai sifat penggunaan yang berbeda dan untuk menghemat tempat.



Gambar 2. 9 Trafo arus dengan 2 inti [17]

P1 – P2 sebagai penandaan sisi primer dari trafo arus. 1S1 – 1S2 menandakan sisi sekunder dari trafo arus dan berfungsi sebagai pengukuran. S1 – 2S2 mendandakan sisi sekunder dari trafo arus dan berfungsi sebagai relay arus lebih.



Gambar 2. 10 Trafo arus dengan 4 inti [17]

P1 – P2 berfungsi sebagai penandaan sisi primer trafo arus. Penandaan sekunder inti ke 1 ditandai dengan 1S1 – 1S2 berfungsi sebagai pengukuran. Penandaan sekunder inti ke 2 ditandai dengan 2S1-2S berfungsi untuk relai arus lebih. Penandaan sekunder inti ke 3 yaitu 3S1-3S2 berfungsi untuk relai jarak. Penandaan sekunder inti ke 4 yaitu 4S1-4S2 sebagai proteksi rel.

Berdasarkan arus pengenal terdapat 2 jenis trafo arus, yaitu :

1. Arus pengenal primer biasanya yang digunakan adalah 150,200, 300, 400, 600, 800, 900, 1000, 1200, 1600, 1800, 2000, 2500, 3000 dan 3600.
2. Arus pengenal sekunder biasanya yang digunakan 1 A dan 5A.

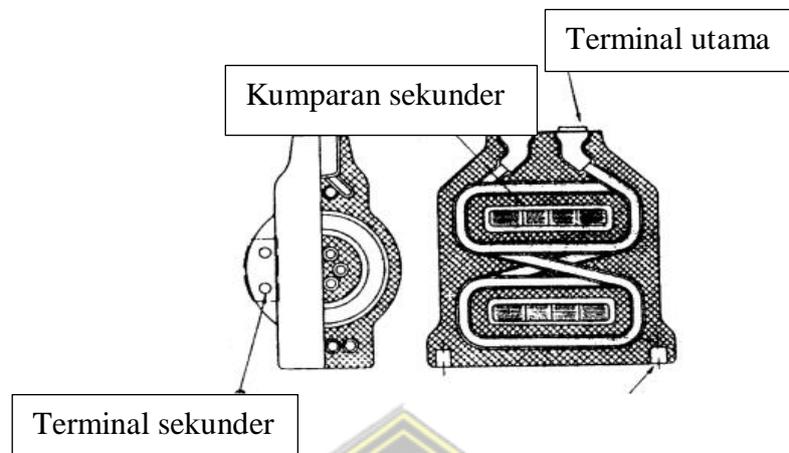
#### 2.4. Komponen Trafo Arus

##### a. Tipe cincin (ring/window type)

Trafo arus tipe cincin biasanya digunakan pada kubikel penyulang (tegangan 20 kV) dan digunakan untuk pemasangan indoor. Jenis isolasi pada trafo jenis ini adalah cast resin.

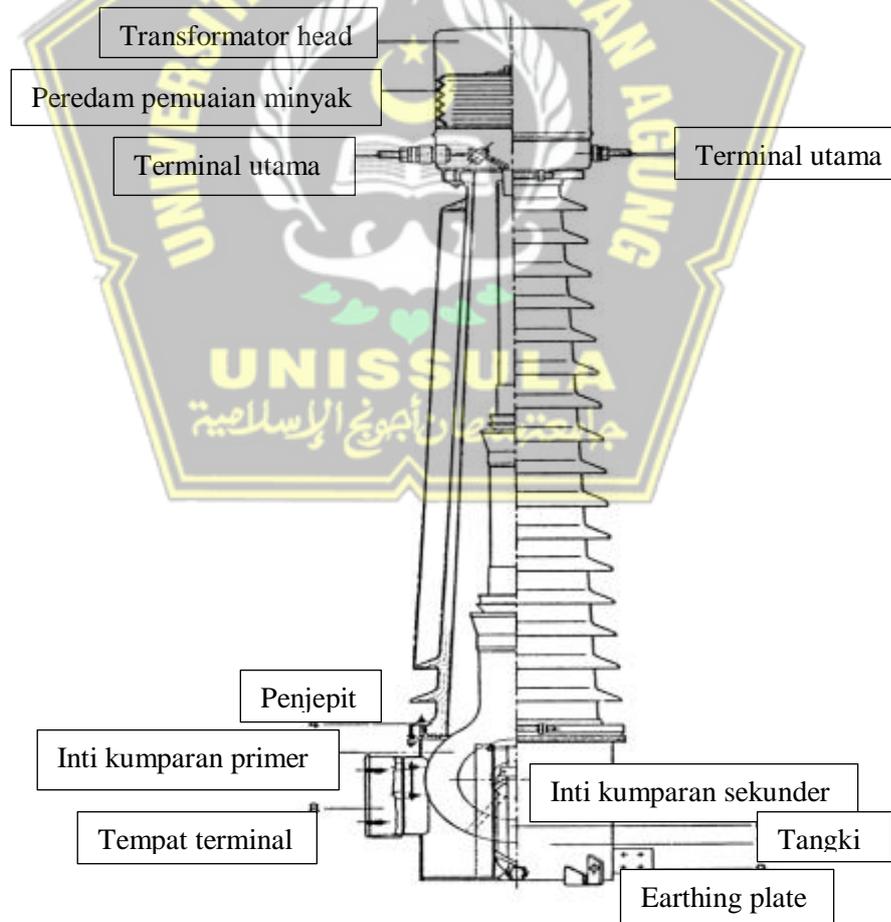


Gambar 2. 11 CT tipe cincin [17]



Gambar 2. 12 Komponen CT tipe cincin

b. Tipe tangki



Gambar 2. 13 Komponen trafo arus tipe tangki

Jenis isolasi pada trafo arus jenis ini adalah minyak. Trafo arus dengan isolasi minyak banyak digunakan pada pengukuran arus dan tegangan tinggi, umumnya digunakan untuk trafo arus pemasangan luar (outdoor).

### 3. Automatic Meter Reading (AMR)

Pengertian AMR (Automatic Meter Reading) AMR (Automatic Meter Reading) adalah teknologi pembacaan meter elektronik secara otomatis. Umumnya, pembacaan dilakukan dari jarak jauh dengan menggunakan media komunikasi. Parameter yang dibaca pada umumnya terdiri dari Stand, Max Demand (penggunaan tertinggi), Instantaneous dan Load Profile (load survey). Parameter-parameter tersebut sebelumnya didefinisikan terlebih dahulu di Meter Elektronik, agar meter dapat menyimpan data-data sesuai dengan yang diinginkan. Sistem AMR dapat dimanfaatkan untuk berbagai keperluan seperti pemantauan pasokan energi kepada pelanggan, penggunaan energi pelanggan, pemantauan susut di jaringan, keperluan perencanaan, penagihan atau billing dan lain - lain. Data hasil pembacaan tersebut disimpan ke dalam database dan dapat digunakan untuk melakukan analisa, transaksi serta troubleshooting. [18] Teknologi ini tentu saja dapat membantu perusahaan penyedia jasa elektrik untuk menekan biaya operasional, serta menjadi nilai tambah kepada pelanggannya dalam hal penyediaan, ketepatan dan keakurasian data yang dibaca, dan tentu saja dapat menguntungkan pengguna jasa tersebut. Awalnya, pembacaan meter dilakukan dengan menggunakan kabel atau direct dialing atau reading. Komputer terhubung ke meter dengan menggunakan kabel komunikasi (RS 232, RS 485 atau RJ 45) atau optical probe jika pembacaan dilakukan di lapangan. Namun belakangan ini, banyak teknologi komunikasi yang dapat digunakan oleh sistem AMR seperti PSTN (telepon rumah), GSM, Gelombang Radio, PLC (Power Line Carrier) dan pembacaan meter menggunakan LAN/WAN/WIFI untuk meter yang sudah didukung TCP/IP.[19] Peralatan pendukung sistem Automatic Meter Reading (AMR) terdiri dari :

- a. Perangkat keras (hardware) seperti modem, meter elektronik, komputer client, media komunikasi dan server.[20]
- Modem (modulator atau demodulator) adalah salah satu perangkat komunikasi yang berfungsi untuk menggabungkan dan memisahkan data dengan gelombang media komunikasi sehingga data tersebut dapat dikirim dan diterima.

Berdasarkan sistem komunikasinya modem dibagi menjadi 2 yaitu :

#### 1. Modem PSTN

Modem yang menggunakan media komunikasi PSTN (Public Switch Telephone Network) atau sistem telepon yang menggunakan kabel tembaga untuk mentransmisikan sinyal analog.

#### 2. Modem GSM

Modem yang menggunakan media komunikasi GSM (Global System for Media Communication) atau standar komunikasi seluler digital yang bekerja pada frekuensi 900 Mhz. Untuk berkomunikasi dengan meter elektronik, modem menggunakan kabel data. Kabel data yang digunakan saat ini adalah tipe RS 232, RJ 45 atau RJ 11.

- b. Meter elektronik adalah alat ukur besaran listrik secara digital dimana selain mengukur dan menampilkan hasilnya juga bisa menyimpan data hasil pembacaan meter tersebut ke dalam memori internal. Meter elektronik dapat dihubungkan ke modem.

#### c. Komputer dan server

- Front End Processor (FEP)

Perangkat yang berfungsi membaca meter elektronik , mengumpulkan, menyimpan dan menampilkan semua besaran listrik dan energi sesuai setting meter tersebut. Front End Processor (FEP) dan meter elektronik harus dikoneksikan dalam sistem komunikasi yang baik melalui direct cable, PSTN maupun GSM.

- Data Base Server

AMR yang digunakan dilengkapi dengan Data Base server berbasis oracle. Kapasitas maksimum yang dapat ditampung oleh database ini adalah 10.000 unit data meter.

d. PC Client (Data Manajemen)

Perangkat yang berfungsi memberikan fasilitas kepada operator. Fungsinya sebagai berikut :

1. Melakukan pencetakan report summary dan executive report
2. Melakukan pencetakan untuk stand billing

e. Media Komunikasi

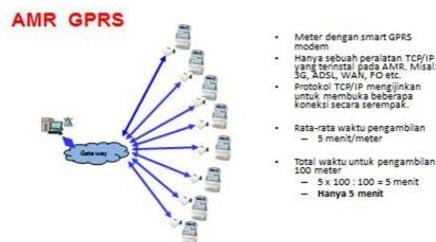
Media penghubung antara modem dengan server pemanggil atau FEP. Sistem komunikasi data yang menggunakan gelombang radio telah mengalami perubahan dan sistem komunikasi data yang digunakan oleh AMR juga mengikuti perkembangan hal tersebut yaitu :

1. Sistem Circuit Switched Data (CSD)



Gambar 2. 14 Sistem AMR CSD [21]

2. Sistem Global Position Radio for Mobile (GPRS)



Gambar 2. 15 Sistem AMR GPRS [21]

Berikut adalah perbandingan komunikasi antara CSD dan GPRS :

**Tabel 2. 1 Perbedaan komunikasi CSD dan GPRS**

<b>Perbedaan</b>	<b>CSD</b>	<b>GPRS</b>
Jaringan	Point to point	Point to multipoint
Tarif	Time	Packet
Signal	Minimum 16 bar	Minimum 10 bar
Waktu download load profile	± 5 menit	± 5 menit
Koneksi dalam sekali waktu	4 koneksi dalam 1 pc hardware	Maksimum sampai 100 koneksi

b. Perangkat lunak (Software)[20]

1. Software meter

Setiap meter elektronik memiliki software masing - masing yang bersifat unik yang hanya bisa digunakan untuk untuk meter bersangkutan.

2. Software aplikasi

Software ini bersifat khusus yang digunakan untuk membaca berbagai macam tipe meter. Untuk software aplikasi yang digunakan di PT PLN (Persero) saat ini adalah A2MRT. Dimana aplikasi tersebut menggunakan sistem AMR terpusat.

Kegiatan Automatic Meter Reading (AMR)

Pada kegiatan AMR di pusat kendali (control center) meliputi berbagai kegiatan yaitu :

a. Registrasi Meter

Pada kegiatan ini meliputi proses mengisi data identitas meter dan nomor telepon untuk keperluan pembacaan meter elektronik, mengisi data pendukung lainnya seperti nama pelanggan, ID pelanggan, daya kontrak yang terpasang maupun tarif/golongan

b. Komisioning

Pada kegiatan ini dilakukan pembacaan jarak jauh data – data yang terpasang pada meter secara real time meliputi arus, tegangan, sudut antar phasa, frekuensi, beban aktif, beban reaktif, pemakaian energi dan kondisi pemakaian pada saat itu (instantaneous). Proses komisioning dilakukan secara terjadwal oleh AMR. Untuk proses billing guna penerbitan rekening dilakukan 1 bulan sekali pada tanggal 1 tetapi dilakukan juga proses komisioning setiap hari oleh AMR secara terjadwal untuk mengetahui data instantaneous dan meminimalisir gagal baca saat hari billing

c. Back Up Data

Data – data yang tersimpan dalam database server dilakukan back up agar data – data tersebut tidak hilang karena keterbatasan kapasitas server. Back up dapat dilakukan secara otomatis dan manual. Untuk back up otomatis sistem AMR akan langsung mengcopy ke hardisk PC sedangkan pada back up manual dilakukan dengan mendownload data yang ada pada meter.

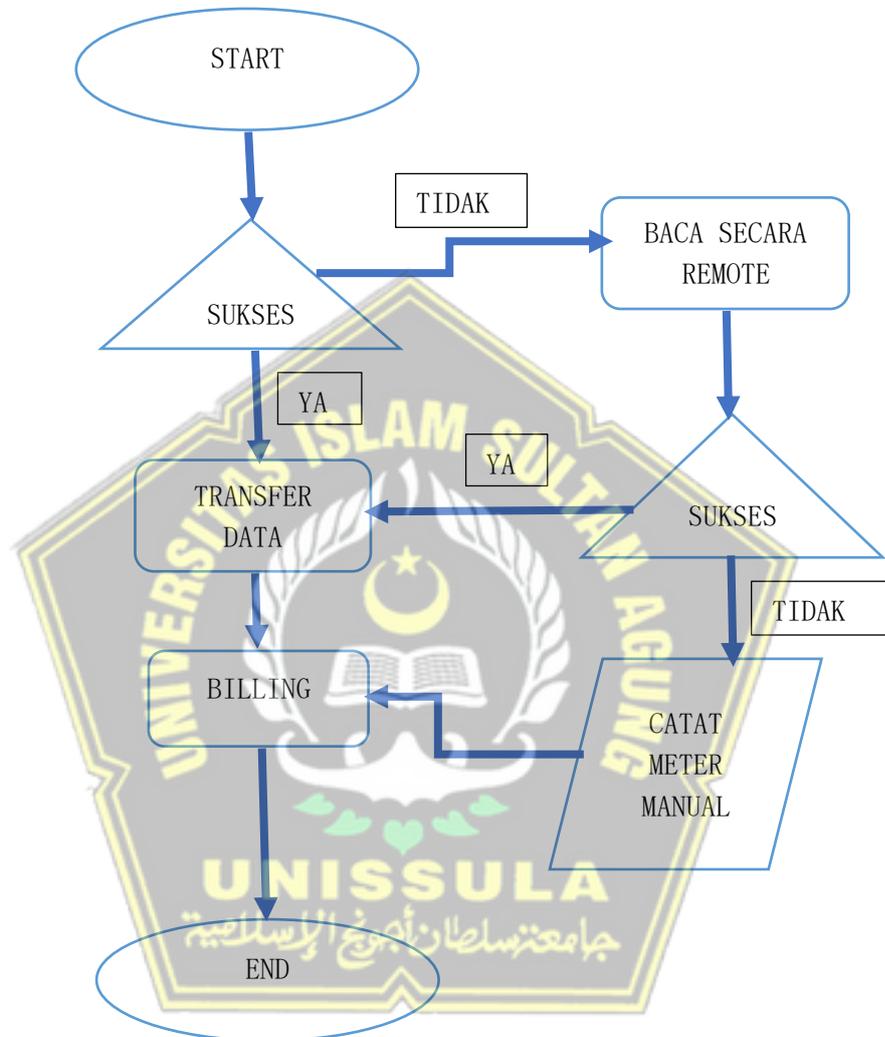
d. Manajemen Data dan File

Dalam database AMR ada bermacam – macam data yang sifatnya rahasia dan umum. Untuk data yang bersifat rahasia tidak dapat diberikan kepada pihak yang tidak memiliki wewenang. Untuk data yang bersifat rahasia adalah data komunikasi yaitu berupa merk dan tipe modem serta nomor GSM atau PSTN yang digunakan serta password untuk mengakses AMR.[20]

e. Proses Data Billing

Proses data billing dilakukan di pusat kendali Area yang dilakukan oleh sistem AMR sebulan sekali pada saat proses billing. System AMR akan membaca secara otomatis data stand meter pada tanggal dan jam tertentu. Stand meter yang dibaca oleh AMR adalah stand selfread yang telah disetting pada meter elektronik. Namun apabila proses otomatis oleh sistem AMR mengalami kegagalan, maka harus dilakukan pembacaan manual secara remote ( dial up). Jika proses manual secara remote masih mengalami kegagalan, maka petugas harus ke lokasi untuk mendownload secara manual. Semua proses baik secara otomatis, remote maupun manual sebelum ke proses billing harus dianalisa dan dievaluasi terlebih dahulu

agar setelah jadi rekening tidak ada permasalahan yang berkaitan dengan billing. Untuk itu diwajibkan agar stand yang dijadikan proses billing adalah *stand selfread* bukan angka instantaneous.[20]



Gambar 2. 16 Alur proses billing

f. Kegiatan Analisa dan Evaluasi

Data – data penting yang digunakan untuk melakukan kegiatan Analisa dan evaluasi ini adalah :

a. Hasil baca instantaneous dalam periode tertentu

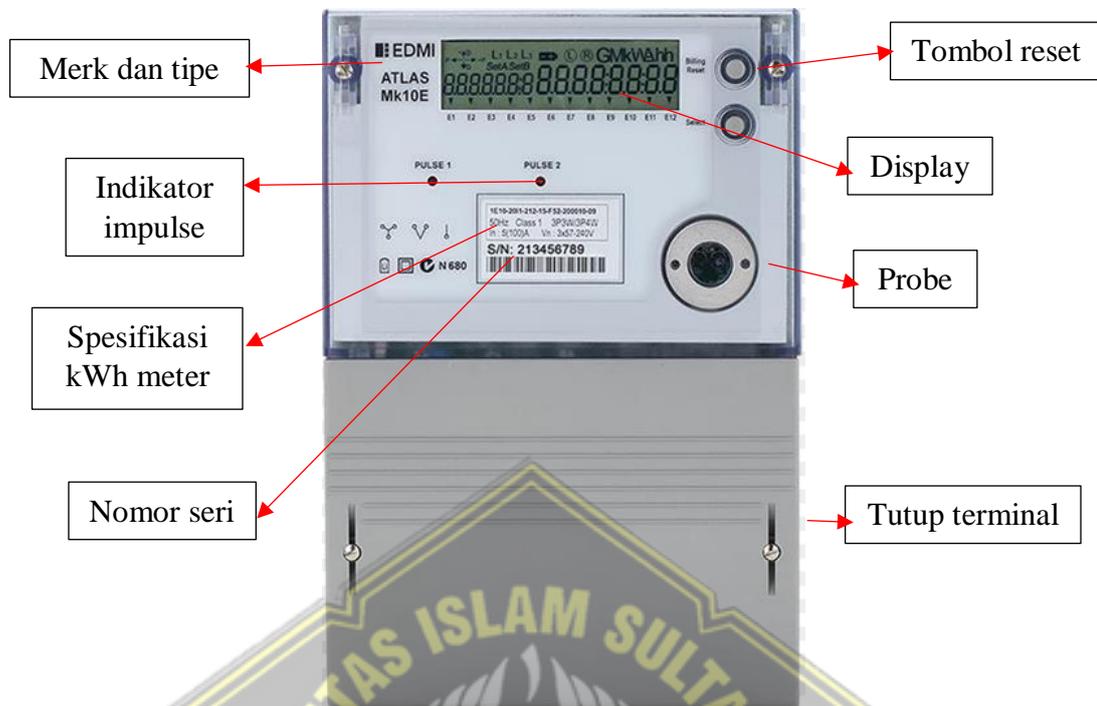
- b. Grafik arus pada periode tertentu
- c. Grafik beban pada periode tertentu
- d. Grafik tegangan dalam periode tertentu
- e. Data load profile
- f. Data event log

#### 4. KWh Meter Elektronik

Dalam sistem Automatic Meter Reading hanya digunakan kWh meter elektronik, hal ini dikarenakan pada kWh meter elektronik bisa dihubungkan dengan modem sehingga memungkinkan adanya komunikasi dari kWh meter ke server PLN dan penggunaan energi listrik bisa terukur dengan jelas dan pasti. Meter elektronik bekerja berdasarkan prinsip elektronis. Sinyal arus dan tegangan diteruskan ke sinyal processor modul yang meliputi modul – modul sebagai berikut[12] :

- a. Transformer modul
- b. Power supply modul
- c. Analog to digital modul
- d. Register processor modul
- e. Display modul
- f. Mass memory modul
- g. Input/output modul
- h. Communication modul

Berikut adalah gambar kWh meter beserta bagian – bagiannya :



Gambar 2. 17 Bagian – bagian kWh meter elektronik 3 phase [12]

Berikut ini adalah beberapa data yang dapat dibaca oleh kWh meter elektronik :

- a. Mengukur beberapa parameter listrik.
- b. Mengukur daya/energi di 4 kuadran daya aktif maupun reaktif.
- c. Mengukur maximum demand disertai dengan kapan terjadinya.
- d. Merekam hasil ukur kWh, kVarh, A, V, cos phi dengan interval waktu yang berbeda tergantung dari merk kWh meter dan kebutuhan.
- e. Mendeteksi kelainan hasil pengukuran maupun pencurian tenaga listrik.
- f. Pembacaan dapat dilakukan secara remote maupun manual.
- g. Dilengkapi security level pada kWh meter dan password pada program.
- h. Dilengkapi power super capasitor dan baterai untuk back up clock selama 720 jam.
- i. Mengirim sinyal untuk memutus atau koneksi beban.
- j. Desain dan arsitektur lebih baik
- k. Dapat mengukur kWh ekspor dan import

Menurut cara penyambungannya kWh meter elektronik dibedakan menjadi [22] :

a. Sambungan langsung

Pada kWh meter sambungan langsung dihubungkan dengan jaringan PLN

b. Sambungan tak langsung

Pada kWh meter tak langsung menggunakan Current Transformer (CT) maupun Potential Transformer (PT) untuk menurunkan arus maupun tegangan dari jaringan sehingga dapat diakomodir pengukurannya oleh kWh meter.

a. Software kWh Meter Elektronik

Software kWh meter elektronik merupakan perangkat lunak untuk memprogram dan membaca kWh meter elektronik tersebut. Pada setiap merk dan tipe memiliki software sendiri untuk membaca keperluan tersebut. Sebelum dipasang di lokasi pelanggan, kWh meter akan disetting parameter terlebih dahulu agar dapat berfungsi sesuai kebutuhan. [23]

Tabel 2. 2 Software yang digunakan untuk pembacaan meter elektronik

<b>Merk</b>	<b>Tipe kWh Meter</b>	<b>Nama Software</b>
ACTARIS	- INDIGO+ - SL7000	- IIMS - DINO+
LANDIS & GYR	ZMD 405	MAP 1.20
EDMI	GENIUS, MK6N, MK10E	EZIVIEW
ITRON	AIMS	Se@metris
WASION	WPMS	WISEAM

## **BAB III**

### **METODE PENELITIAN**

#### **3.1. Metode Penulisan**

Metode yang digunakan dalam identifikasi kelainan Current Transformer (CT) pada pelanggan AMR adalah :

a. Studi literatur

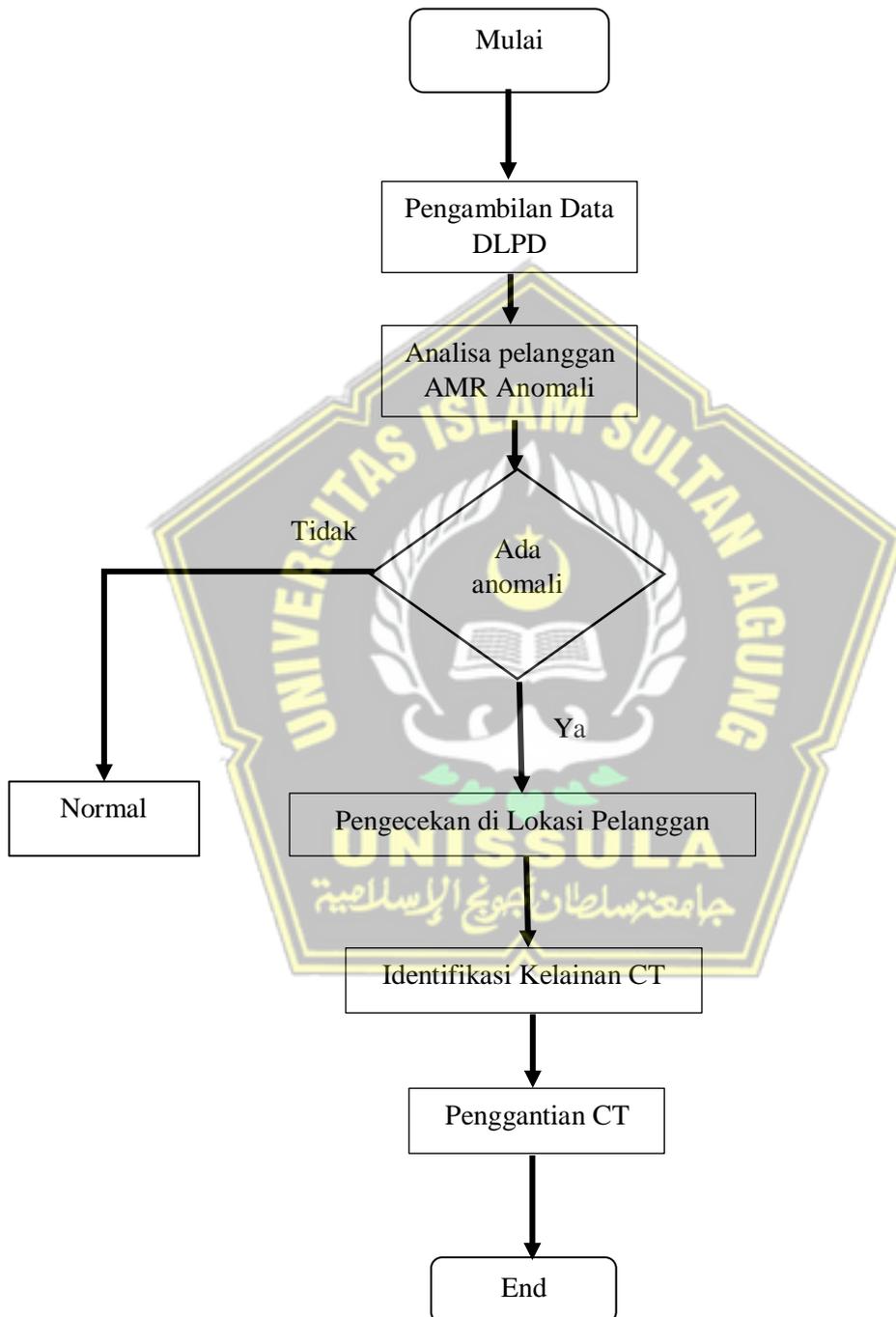
Metode ini digunakan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dari berbagai jurnal, buku dan diktat yang digunakan sebagai referensi dalam pembuatan tugas akhir ini.

b. Studi observasi

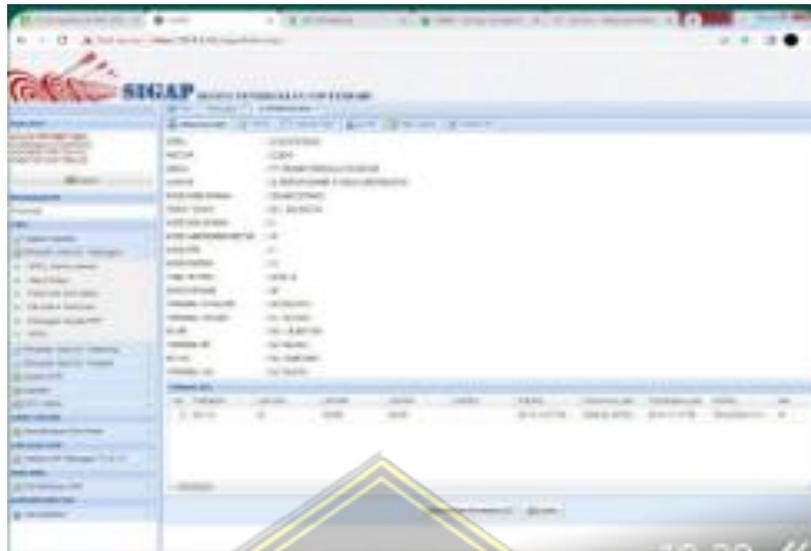
Dalam metode ini dengan melihat secara langsung pengujian Current Transformer (CT) dalam berbagai kondisi.

#### **3.2. Model Penelitian**

Penelitian ini menggunakan metode studi kasus dan eksperimen. Sumber data yang diperoleh berasal dari data DLPD (Daftar Pelanggan yang Perlu Diperhatikan) pelanggan Automatic Meter Reading (AMR). Data yang diambil di penelitian ini merupakan hasil dari pantauan aplikasi SIGAP PLN yang sudah terintegrasi dengan AP2T sebagai sumber data. Pada aplikasi SIGAP, data pelanggan yang mengalami anomali disortir berdasarkan pelanggan yang mengalami penurunan jam nyala dari penggunaan rekening di bulan – bulan sebelumnya. Dari pantauan tersebut, diperoleh 1 (satu) pelanggan yang mengalami penurunan pemakaian dibandingkan bulan – bulan sebelumnya. Untuk diagram alur penelitian ditampilkan pada began berikut :



Gambar 3. 1 Diagram alur penelitian



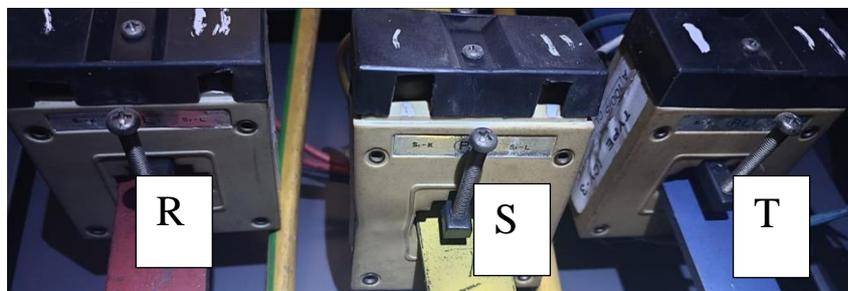
*Gambar 3. 2 Target Operasi dari aplikasi SIGAP*

### **3.3. Analisa Pelanggan Anomali**

Dari data pelanggan yang mengalami anomali dilakukan analisa di aplikasi AMICON yang terintegrasi dengan sistem AMR sehingga dapat diperoleh data terupdate dari pelanggan tersebut. Pada data tersebut diperoleh fasa S dan T terukur 0 pada sisi arus. Sesuai dengan pengamatan di sistem maka dilakukan tindak lanjut pemeriksaan ke lokasi pelanggan.

### **3.4. Pengecekan di Lokasi Pelanggan**

Di lokasi pelanggan dilakukan pemeriksaan secara fisik dan ditemukan Current Transformer (CT) fasa S dan T terbakar seperti yang ditunjukkan pada gambar berikut :



*Gambar 3. 3 CT fasa S dan T terbakar*

Pemeriksaan selanjutnya dilakukan dengan mengecek pengukuran di kWh meter dan di fasa S dan T pada kWh meter terukur 0 A. Hasil dari pengukuran tersebut dibandingkan dengan pengukuran manual menggunakan tang kW merk HIOKI 3286-20 Power Hi Tester dan hasil pengukuran di sisi primer pada masing – masing fasa ditampilkan pada gambar berikut :

### 6.1 Pengukuran beban dan faktor daya ( Cos Q )

Pengukuran dilaksanakan pada jam : .....10.40.....

Fasa	Saat diperiksa			Setelah diperiksa		
	Primer	Sekunder	Cos Q	Primer	Sekunder	Cos Q
R	217.5A	31.59A	0,987	..... A	..... A	0, .....
S	222.4A	0... A	0,988	..... A	..... A	0, .....
T	189.2A	0... A	0,989	..... A	..... A	0, .....
Nol	..... A	..... A	0, .....	..... A	..... A	0, .....

Gambar 3. 4 Pengecekan beban sesaat sesuai Berita Acara Pemeriksaan P2TL

### 3.5. Identifikasi Kelainan Pada Current Transformer (CT)

Dari hasil pemeriksaan, dilakukan identifikasi penyebab kelainan pada Current Transformer (CT). Pemeriksaan dilakukan dengan menguji error Current Transformer (CT) menggunakan alat injeksi arus.

### 3.6. Tempat dan Waktu Penelitian

Kegiatan penelitian sebagai sarana referensi pembuatan Tugas Akhir ini dilaksanakan di Kamar Tera PT PLN (Persero) UP3 Semarang yang beralamat di Jalan Kalisari Baru No. 1 Semarang. Penelitian ini dilakukan pada Bulan Juni – Juli 2023.

### 3.7. Obyek Penelitian

Spesifikasi Current Transformer (CT) yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

a. Current Transformer (CT) 300/5 Kondisi Baik

- Merk : GAE
- Type : CT 70
- Serial Number : 21/08/11.2397
- Class : 0,5
- Burden : 3,75 VA
- Tahun pengadaan : 2022

b. Current Transformer (CT) 300/5 Kondisi Rusak

- Merk : GAE
- Type : CT 70
- Serial Number : 01302250124
- Class : 0,5
- Burden : 3,75 VA
- Tahun pemasangan : 2013



Gambar 3. 5 Current Transformer (CT) rasio 300/5

### 3.8. Instrumen Penelitian

#### 1. Digital Clamp Meter

Digital clamp meter digunakan untuk mengukur arus primer pada saat pengukuran di lokasi pelanggan. Spesifikasi dari digital clamp meter yang digunakan sebagai berikut :

- a. Merk : Hioki
- b. Type : 3286-20
- c. Rating arus : 1000 A
- d. Rating tegangan : 600 V



Gambar 3. 6 Digital clamp tester

#### 2. Alat Injeksi Arus

- a. Merk : Omicron
- b. Type : CT Analyzer
- c. Serial Number : CN634Z/102247009
- d. Supply : 100-240 V/50/60 Hz/6 A



Gambar 3. 7 Alat injeksi arus

### 3.9. Langkah – Langkah Penelitian

Dari hasil pemeriksaan, dilakukan identifikasi penyebab kelainan pada Current Transformer (CT). Pemeriksaan dilakukan dengan menguji error Current Transformer (CT) menggunakan alat injeksi arus. Berikut adalah langkah – langkah penelitian yang dilakukan :

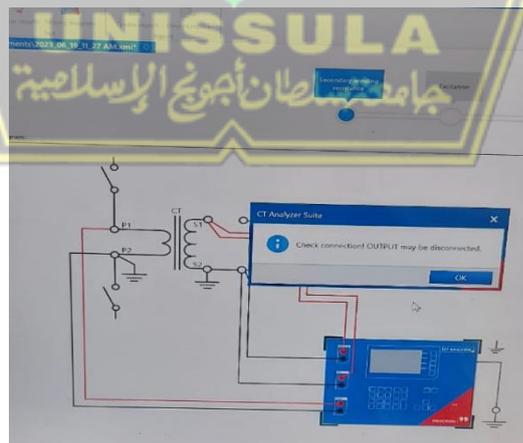


Gambar 3. 8 CT analyzer

Langkah kerja penggunaan CT analyzer di atas sebagai berikut :

- a. CT analyzer hanya bekerja pada kondisi pengukuran offline
- b. Menyambungkan kabel power pada sumber listrik dari PLN
- c. Memasangkan grounding dari CT analyzer dengan grounding dari sisi pengukuran pelanggan (pada pengujian ini dihubungkan dengan grounding yang ada di laboratorium tera PLN UP3 Semarang).
- d. Untuk pengukuran CT 300/5 kondisi normal, menghubungkan sisi primer dari CT analyzer dengan sisi primer CT yang akan diuji, pada pengujian ini arus injeksi dari sisi primer CT analyzer berwarna merah masuk melalui P1 sisi CT yang akan diuji dan sisi primer dari CT analyzer warna hitam masuk ke P2 sisi CT yang akan diuji.

- e. Pada sisi sekunder dan output dari CT analyzer dikopel menjadi satu dan disambungkan dengan sisi S1 dan S2 dari CT yang akan diuji. Kabel dari CT analyzer warna merah masuk ke sisi S1 CT dan kabel hitam masuk ke S2.
- f. Menghubungkan kabel USB untuk disambungkan ke laptop supaya memudahkan dalam input data dan penyimpanan hasil uji.
- g. Menekan tombol power pada alat uji injeksi arus lalu masukkan data – data yang diperlukan seperti merk CT uji, nomor seri, tipe, burden, FS dan kelas akurasi.
- h. Menekan tombol start pada laptop dan CT analyzer mulai menginjeksi arus untuk mengetahui error CT uji.
- i. Hasil uji keluar otomatis setelah proses injeksi arus oleh CT analyzer telah selesai.
- j. Lalu untuk pengukuran CT 300/5 kondisi rusak, CT 300/5 kondisi baik ditukar dengan CT 300/5 kondisi rusak dengan wiring tetap sama seperti pengukuran kondisi normal. Masukkan parameter pengujian sesuai name plate pada laptop yang terhubung dengan alat uji. Pada alat uji injeksi arus tidak dapat mendeteksi error CT pada instrumen pengukuran. Kemudian, clear result untuk melakukan pengujian baru.



*Gambar 3. 9 Pengujian CT 300/5 kondisi rusak*

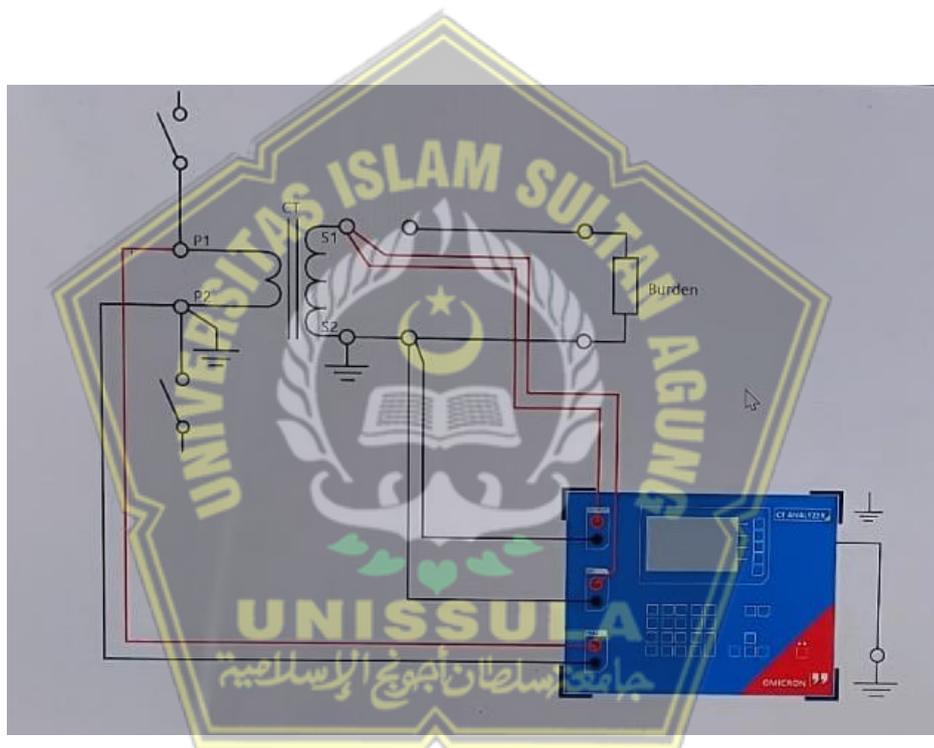
- k. Pengukuran selanjutnya dilakukan untuk CT 300/5 kondisi S1 dan S2 terbalik. menghubungkan sisi primer dari CT analyzer dengan sisi primer CT yang akan diuji, pada pengujian ini arus injeksi dari sisi primer CT analyzer

berwarna merah masuk melalui P1 sisi CT yang akan diuji dan sisi primer dari CT analyzer warna hitam masuk ke P2 sisi CT yang akan diuji. Pada sisi sekunder dan output dari CT analyzer dikopel menjadi satu dan disambungkan dengan sisi S1 dan S2 dari CT yang akan diuji. Kabel dari CT analyzer warna merah masuk ke sisi S2 CT dan kabel hitam masuk ke S1. Mulai pengujian dengan memasukkan parameter pengukuran sesuai name plate lalu lanjutkan dengan pengujian CT, setelah keluar hasilnya kemudian disimpan dan clear result untuk memulai pengujian selanjutnya.

- l. Langkah selanjutnya dilakukan untuk CT 300/5 kondisi P1 dan P2 terbalik. menghubungkan sisi primer dari CT analyzer dengan sisi primer CT yang akan diuji, pada pengujian ini arus injeksi dari sisi primer CT analyzer berwarna merah masuk melalui P2 sisi CT yang akan diuji dan sisi primer dari CT analyzer warna hitam masuk ke P1 sisi CT yang akan diuji. Pada sisi sekunder dan output dari CT analyzer dikopel menjadi satu dan disambungkan dengan sisi S1 dan S2 dari CT yang akan diuji. Kabel dari CT analyzer warna merah masuk ke sisi S1 CT dan kabel hitam masuk ke S2, kemudian masukkan parameter sesuai name plate ke laptop yang terhubung ke CT analyzer. Mulai pengujian CT dan setelah keluar hasilnya simpan dan clear result untuk memulai pengujian baru.
- m. Untuk pengujian terakhir dilakukan dengan cara menukar posisi P1 dan P2 serta S1 dan S2. Kabel dari CT analyzer sisi primer warna merah masuk melalui P2 CT dan dihubungkan dengan kabel hitam sisi primer CT analyzer masuk melalui P1 CT, sedangkan output dari CT analyzer dan sisi sekunder CT analyzer dikopel masuk ke sisi sekunder CT uji. Kabel warna merah sisi sekunder dijepit ke S2 CT dan kabel hitam sekunder dijepit ke S1. Lalu mulai dimasukkan parameter CT sesuai nameplate dan dimulai pengujian CT dan setelah keluar hasilnya kemudian disimpan.



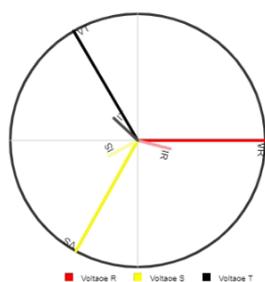
Gambar 3. 10 Pengujian dengan CT analyzer



Gambar 3. 11 Pengujian dengan CT analyzer

### 3.10. Penggantian Current Transformer

Dari hasil pemeriksaan di lapangan, dilakukan penggantian guna menormalkan kondisi pengukuran pada pelanggan tersebut. Dari hasil penggantian dan dilakukan pengecekan di sistem AMR bahwa pada pelanggan tersebut pengukuran sudah normal kembali.



Item	Phase R	Phase S	Phase T	Total
Voltage (V)	228.26	228.59	227.86	
Voltage Angle	119.06	120.68	120.19	
Voltage Angle Conversion	0	240.94	120.19	
Current (A)	0.52	0.25	0.27	
Current Angle	14.61	32.52	343.42	
Current Angle Conversion	14.61	32.52	343.42	
Power Factor	0.964	0.8257	0.8778	0.9086
Active Power (W)	113.90023	46.27077	53.53959	213.71059
Active Power Dir				
Reactive Power (VAr)	31.06684	31.83338		62.90022
Reactive Power Dir				
Apparent Power (VA)				

Gambar 3. 12 Intantaneous dari AMR

### 3.11. Perhitungan Energi Listrik Tidak Terukur

Berdasarkan anomali pengukuran yang dialami oleh pelanggan maka terdapat kekurangan tagih akibat pengukuran energi listrik di fasa S dan T yang tidak terukur. Pengukuran yang belum dihitung diambil dari load profile pelanggan yang diambil dari AMR pada masa sebelum adanya kelainan dan dibandingkan dengan load profile setelah Current Transformer (CT) diganti.

DateTime	Export Wh Phase R	Export Wh Phase S	Export Wh Phase T	Import Wh Phase R	Import Wh Phase S	Import Wh Phase T	Export varh Total	Import varh Total	Export VAh Total	Import VAh Total	Avg Voltage Ph-R	Avg Voltage Ph-S	Avg Voltage Ph-T	Avg Current Ph-R	Avg Current Ph-S	Avg Current Ph-T	Avg Exp PF Ph-R
2019-06-08 11:30:00.000	19,12	0	0	0	0	0	7,96	0	22,2	0	219,29	221,76	221,69	0,2	0	0	-0,86
2019-06-08 12:00:00.000	19,4	0	0	0	0	0	8,6	0	22,67	0	219,11	221,51	221,5	0,21	0	0	-0,86
2019-06-08 12:30:00.000	18,86	0	0	0	0	0	8,35	0	22,09	0	219,13	221,61	221,57	0,2	0	0	-0,85
2019-06-08 13:00:00.000	18,96	0	0	0	0	0	8,22	0	22,13	0	219,06	221,55	221,51	0,2	0	0	-0,86
2019-06-08 13:30:00.000	23,85	0	0	0	0	0	10,96	0	27,49	0	219,06	221,6	221,52	0,25	0	0	-0,87
2019-06-08 14:00:00.000	26,99	0	0	0	0	0	12,41	0	30,78	0	219,47	221,9	221,78	0,28	0	0	-0,88
2019-06-08 14:30:00.000	21,54	0	0	0	0	0	10,06	0	25,11	0	219,95	222,3	222,16	0,23	0	0	-0,86
2019-06-08 15:00:00.000	29,46	0	0	0	0	0	21,12	0	37,05	0	219,92	222,25	222,01	0,34	0	0	-0,8
2019-06-08 15:30:00.000	35,08	0	0	0	0	0	20,77	0	41,49	0	220,23	222,46	222,19	0,38	0	0	-0,85
2019-06-08 16:00:00.000	35,84	0	0	0	0	0	20,91	0	42,21	0	219,92	222,09	221,74	0,38	0	0	-0,85
2019-06-08 16:30:00.000	35,8	0	0	0	0	0	20,98	0	42,23	0	221,07	223,16	222,63	0,38	0	0	-0,85
2019-06-08 17:00:00.000	41,41	0	0	0	0	0	22,56	0	48,33	0	220,16	222,47	221,77	0,44	0	0	-0,86
2019-06-08 17:30:00.000	31,95	0	0	0	0	0	14,43	0	36,69	0	222,76	225,13	224,55	0,33	0	0	-0,87
2019-06-08 18:00:00.000	26,38	0	0	0	0	0	11,86	0	30,85	0	223,82	225,99	225,48	0,28	0	0	-0,86
2019-06-08 18:30:00.000	26,56	0	0	0	0	0	11,32	0	31,02	0	223,61	225,76	225,21	0,28	0	0	-0,86
2019-06-08 19:00:00.000	26,83	0	0	0	0	0	11,2	0	31,22	0	221,21	223,5	222,79	0,28	0	0	-0,86
2019-06-08 19:30:00.000	26,39	0	0	0	0	0	10,61	0	30,65	0	220,57	223,03	221,98	0,28	0	0	-0,86
2019-06-08 20:00:00.000	29,31	0	0	0	0	0	12,21	0	33,81	0	220,23	222,74	221,7	0,31	0	0	-0,87
2019-06-08 20:30:00.000	34,81	0	0	0	0	0	14,4	0	39,41	0	220,44	223,04	221,86	0,36	0	0	-0,88
2019-06-08 21:00:00.000	29,47	0	0	0	0	0	11,85	0	33,77	0	221,61	224,51	223,52	0,3	0	0	-0,87
2019-06-08 21:30:00.000	26,8	0	0	0	0	0	11,18	0	31,12	0	222,12	225,62	224,63	0,28	0	0	-0,86
2019-06-08 22:00:00.000	26,33	0	0	0	0	0	10,83	0	30,58	0	222,72	226,33	225,32	0,27	0	0	-0,86
2019-06-08 22:30:00.000	29,3	0	0	0	0	0	12,39	0	33,74	0	221,43	224,87	223,93	0,3	0	0	-0,87
2019-06-08 23:00:00.000	33,63	0	0	0	0	0	14,8	0	38,27	0	221,64	225,03	224,07	0,35	0	0	-0,88
2019-06-08 23:30:00.000	28,22	0	0	0	0	0	12,3	0	32,56	0	223,07	226,43	225,41	0,29	0	0	-0,87
2019-06-09 00:00:00.000	25,95	0	0	0	0	0	10,96	0	30,05	0	221,26	224,5	223,48	0,27	0	0	-0,86
2019-06-09 00:30:00.000	25,53	0	0	0	0	0	10,63	0	29,57	0	221,6	224,83	223,78	0,27	0	0	-0,86
2019-06-09 01:00:00.000	25,96	0	0	0	0	0	11,11	0	30,12	0	220,87	224,01	223,02	0,27	0	0	-0,86
2019-06-09 01:30:00.000	25,36	0	0	0	0	0	10,19	0	29,26	0	219,2	222,28	221,28	0,27	0	0	-0,87
2019-06-09 02:00:00.000	25,39	0	0	0	0	0	10,25	0	29,3	0	219,53	222,58	221,55	0,27	0	0	-0,87
2019-06-09 02:30:00.000	30,94	0	0	0	0	0	13,24	0	35,27	0	219,83	222,92	221,86	0,32	0	0	-0,88
2019-06-09 03:00:00.000	33,63	0	0	0	0	0	14,44	0	38,08	0	220,04	223,11	222,06	0,35	0	0	-0,88
2019-06-09 03:30:00.000	28,13	0	0	0	0	0	12,12	0	32,39	0	220,08	223,03	222,09	0,29	0	0	-0,87
2019-06-09 04:00:00.000	25,39	0	0	0	0	0	10,32	0	29,33	0	219,38	222,33	221,42	0,27	0	0	-0,87
2019-06-09 04:30:00.000	25,38	0	0	0	0	0	10,17	0	29,28	0	218,79	221,8	220,88	0,27	0	0	-0,87
2019-06-09 05:00:00.000	22,61	0	0	0	0	0	10,28	0	26,45	0	220,52	223,54	222,99	0,24	0	0	-0,85

Gambar 3. 13 Load profile pelanggan saat kelainan CT dari AMR

Location	Meter	Date	VR	VS	VT	IR	IS	IT	IN	PF	PF	PF	Total	W	W	W	W	Total	VAr	VAr	VAr	VA	VA	VA	VA	VA	Wh Export	Wh Export	Wh Export	Wh Export	Wh Import	Wh Import
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 23:45:00	228,49	222,68	223,67	0,48	0,38	0,37	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	0	0	0	61	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 23:30:00	226,07	224,83	225,98	0,37	0,39	0,36	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	257	0	0	0	60	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 23:15:00	225,57	224,45	225,52	0,38	0,35	0,36	0	0	0	0	0,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249	0	0	0	61	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 23:00:00	225,24	224,4	225,59	0,5	0,4	0,36	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	0	0	0	62	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 22:45:00	224,22	223,56	224,67	0,55	0,38	0,4	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	65	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 22:30:00	224,33	222,99	224,46	0,34	0,34	0,3	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224	0	0	0	50	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 22:15:00	223,85	222,51	223,82	0,3	0,32	0,27	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	201	0	0	0	48	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 22:00:00	222,69	221,73	222,97	0,41	0,27	0,28	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	216	0	0	0	50	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 21:45:00	222,24	221,15	222,92	0,42	0,3	0,28	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	223	0	0	0	48	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 21:30:00	222,05	220,84	222,26	0,32	0,28	0,29	0	0	0	0	0,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199	0	0	0	48	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 21:15:00	221,77	220,54	221,65	0,31	0,27	0,29	0	0	0	0	0,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	48	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 21:00:00	221,12	220,24	221,44	0,47	0,25	0,29	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	213	0	0	0	55	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 20:45:00	223,93	222,42	223,65	0,5	0,37	0,37	0	0	0	0	0,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	277	0	0	0	61	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 20:30:00	223	222,04	223,29	0,48	0,34	0,36	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	0	0	0	66	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 20:15:00	224,92	224,02	225,01	0,52	0,4	0,53	0	0	0	0	0,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	79	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 20:00:00	224,4	223,35	224,64	0,53	0,47	0,52	0	0	0	0	0,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	343	0	0	0	77	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 19:45:00	223,46	222,51	223,86	0,66	0,46	0,51	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	361	0	0	0	79	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 19:30:00	223,42	222,38	223,82	0,61	0,45	0,51	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	0	0	0	80	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 19:15:00	223,4	222,32	223,73	0,6	0,45	0,52	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	0	0	0	76	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 19:00:00	223,8	222,72	224,22	0,52	0,41	0,4	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	68	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 18:45:00	223,99	222,87	224,29	0,43	0,29	0,32	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226	0	0	0	55	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 18:30:00	223,75	222,4	223,86	0,35	0,27	0,28	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	204	0	0	0	65	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 18:15:00	223,07	222,49	223,59	0,62	0,32	0,46	0,01	0	0	0	0,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	315	0	0	0	68	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 18:00:00	222,25	221,3	222,54	0,55	0,39	0,43	0	0	0	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305	0	0	0	73	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 17:45:00	222,99	222,36	223,45	0,61	0,41	0,44	0	0	0	0	0,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	328	0	0	0	69	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 17:30:00	223,39	222,97	223,8	0,59	0,32	0,42	0	0	0	0	0,91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0	64	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 17:15:00	223,75	222,94	224,02	0,48	0,4	0,36	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	0	0	0	64	0	0
523040454276 - BINA BANGSA SCHOOL	5217005899 - ITRON / NIAS CT	06/30/2023 17:00:00	223,08	222,75	223,36	0,49	0,37	0,38	0	0	0	0	0,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	281	0	0	0	77	0	0

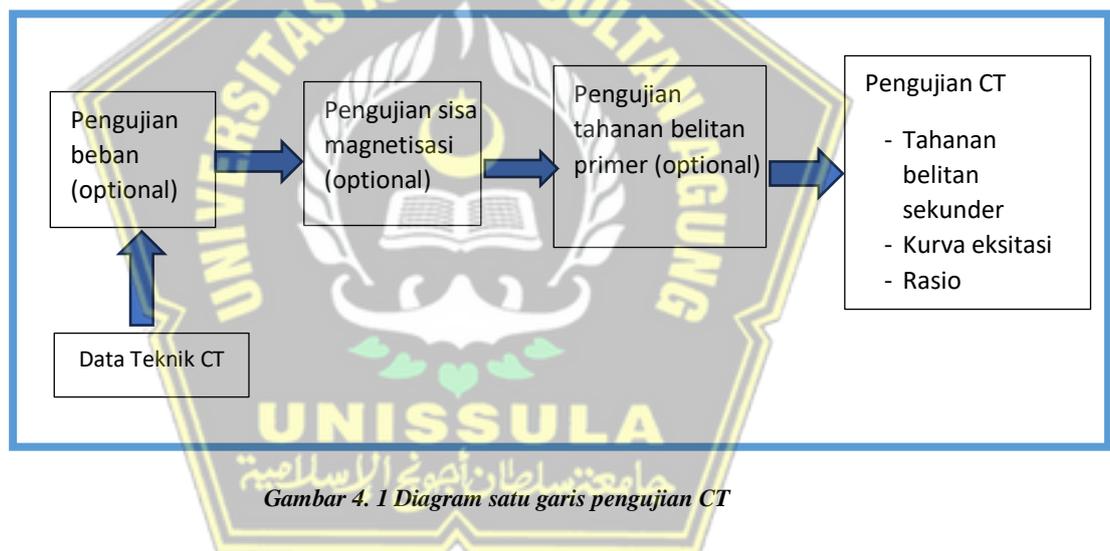
Gambar 3. 14 Load profile pelanggan sesudah perbaikan CT

## BAB IV

### DATA DAN ANALISA

#### 4.1. Pengujian

Pengujian dilakukan untuk mengetahui error Current Transformer (CT) ketika terjadi kelainan. Pengujian ini menggunakan Current Transformer (CT) rasio 100/5 kondisi baik dan rusak, rasio 300/5 kondisi baik dan rusak serta rasio 150/5 kondisi baik. Error Current Transformer (CT) seharusnya tidak melebihi dari kelas akurasi sesuai dalam SPLN D3\_014-1.



Gambar 4.1 Diagram satu garis pengujian CT

#### 4.2. Data Pengukuran

Berdasarkan hasil pengujian Current Transformer (CT) dengan alat uji injeksi arus diberlakukan dengan berbagai kondisi. Hal ini untuk mengetahui pengaruh berbagai kelainan yang mungkin terjadi terhadap pengukuran error rasio Current Transformer (CT). Berikut adalah simulasi pengujian Current Transformer yang dilakukan :

#### 4.2.1. Current Transformer (CT) rasio 300/5 dalam kondisi baik

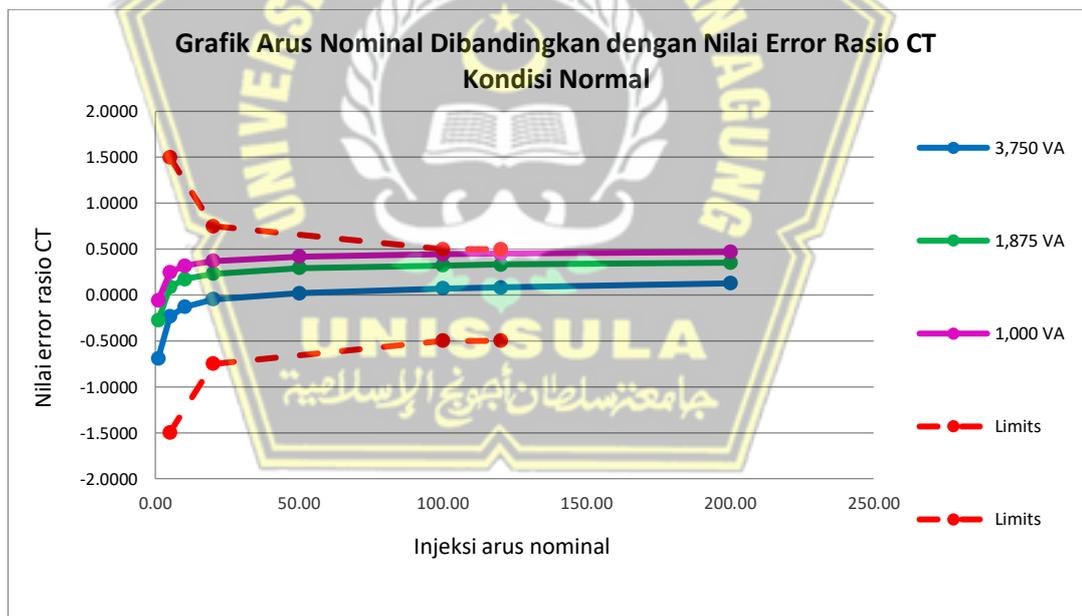
Berikut hasil pengujian yang ditampilkan oleh CT analyzer dengan kondisi Current Transformer (CT) baik :

**Tabel 4. 1 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi normal**

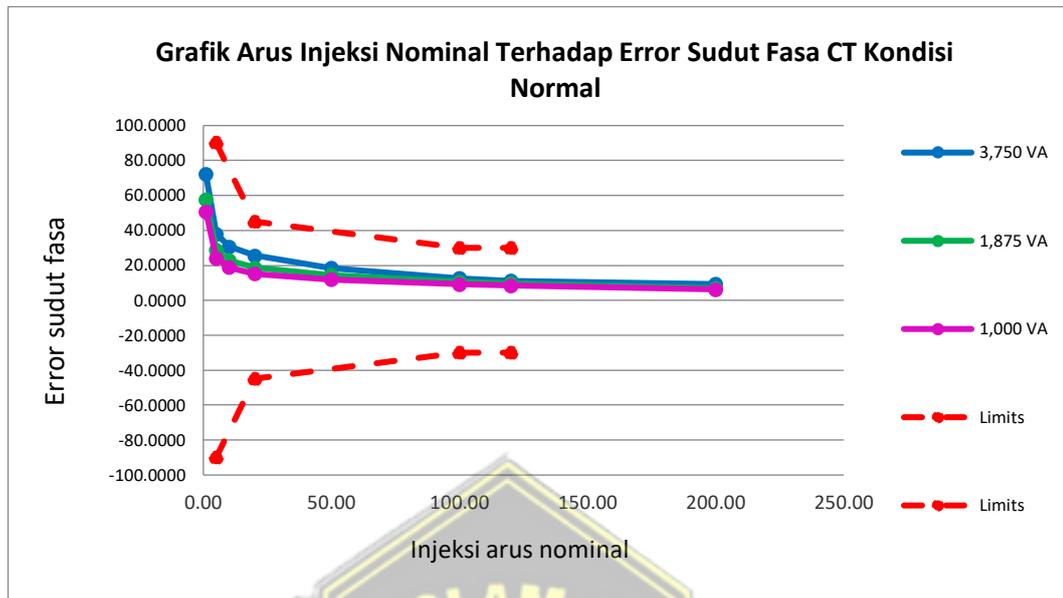
VA/cos $\phi$	1 %	5 %	10 %	20 %	50 %	100 %	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	-0,6891	-0,2343	-0,1323	-0,0487	0,0206	0,0714	0,0816	0,1270
<b>1,875/1</b>	-0,2778	0,0862	0,1726	0,2327	0,2922	0,3231	0,3320	0,3517
<b>1/1</b>	-0,0586	0,2435	0,3184	0,3687	0,4201	0,4439	0,4505	0,4684

**Tabel 4. 2 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi normal**

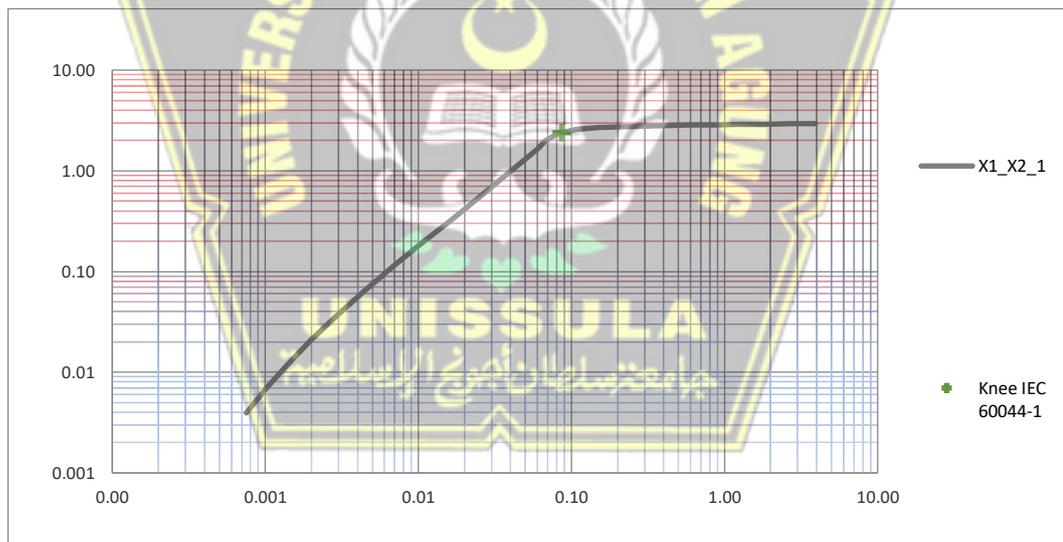
VA/cos $\phi$	1 %	5%	10%	20%	50%	100%	120%	200%
<b>3,75/1</b>	72,1131	38,0716	30,7106	25,5490	18,5162	12,5650	11,1739	9,2543
<b>1,875/1</b>	57,6362	28,7172	22,7524	18,6859	14,4273	10,6278	9,5907	6,8403
<b>1/1</b>	50,8736	24,0858	18,7556	15,1155	11,8233	9,1449	8,3944	6,2177



**Gambar 4. 2 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi normal**



*Gambar 4. 3 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi normal*



*Gambar 4. 4 Grafik titik jenuh kondisi normal*

Berdasarkan data pengujian pada trafo arus rasio 300/5 dapat diketahui bahwa rata – rata trafo arus tersebut masih mengukur dengan baik yaitu di bawah kelas ketelitian yang tercantum pada name plate Current Transformer (CT) yaitu kelas 0,5, sesuai tabel dan grafik dari hasil pengujian di atas sebagai berikut :

1. Pada tabel 4.1. menampilkan error Current Transformer (CT) dan digambarkan dengan grafik gambar 4.1. jika dengan injeksi arus 1%, 5%, 10%, 20%, 50%, 120% dan 200% dari arus nominal sesuai rating arus yaitu 300 A pada burden 3,75 VA, 1,875 VA dan 1 VA menggunakan  $\cos \phi$  1 maka akan diperoleh error Current Transformer (CT) yang berbeda. Sesuai SPLN D3\_014-1 untuk kesalahan arus masih sesuai kelas akurasi.
2. Pada tabel 4.2. dan digambarkan dengan grafik gambar 4.2. menampilkan error Current Transformer (CT) dengan injeksi arus 1%, 5%, 10%, 20%, 50%, 120% dan 200% dari arus nominal sesuai rating arus yaitu 300 A pada burden 3,75 VA, 1,875 VA dan 1 VA menggunakan  $\cos \phi$  1 maka akan diperoleh error Current Transformer (CT) yang berbeda. Sesuai SPLN D3\_014-1 untuk kesalahan arus masih sesuai kelas akurasi.
3. Pada gambar 4.4. knee point terjadi pada grafik sebelum 0,1 A dan tegangan di atas 1V sehingga Current Transformer (CT) tersebut akan mencapai titik jenuh jika melewati batas tersebut.

#### 4.2.2. Current Transformer (CT) rasio 300/5 dalam kondisi rusak

Seperti halnya pengujian untuk Current Transformer (CT) rasio 300/5 dalam kondisi baik, untuk pengujian ini menggunakan Current Transformer (CT) dengan variable yang sama. Untuk kondisi Current Transformer (CT) rusak, alat injeksi arus tidak bisa melakukan pengujian guna mengetahui error rasio pengukuran Current Transformer (CT) yang dimaksud. Hal ini disebabkan sebagai berikut :

1. Pada saat diuji menggunakan Avometer, belitan Current Transformer (CT) tersebut tidak tersambung.
2. Berdasarkan persamaan ke 2.8. maka berlaku  $\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$  dimana pada Current Transformer (CT) rusak yang diuji tegangan yang diinjeksi tidak dapat diketahui.
3. Current Transformer (CT) dalam kondisi terbakar yang menyebabkan beberapa belitan terputus sehingga arus yang diinjeksi tidak dapat dialirkan dan menyebabkan CT analyzer tidak dapat menguji.

#### 4.2.3. Current Transformer (CT) kondisi S1 dan S2 terbalik

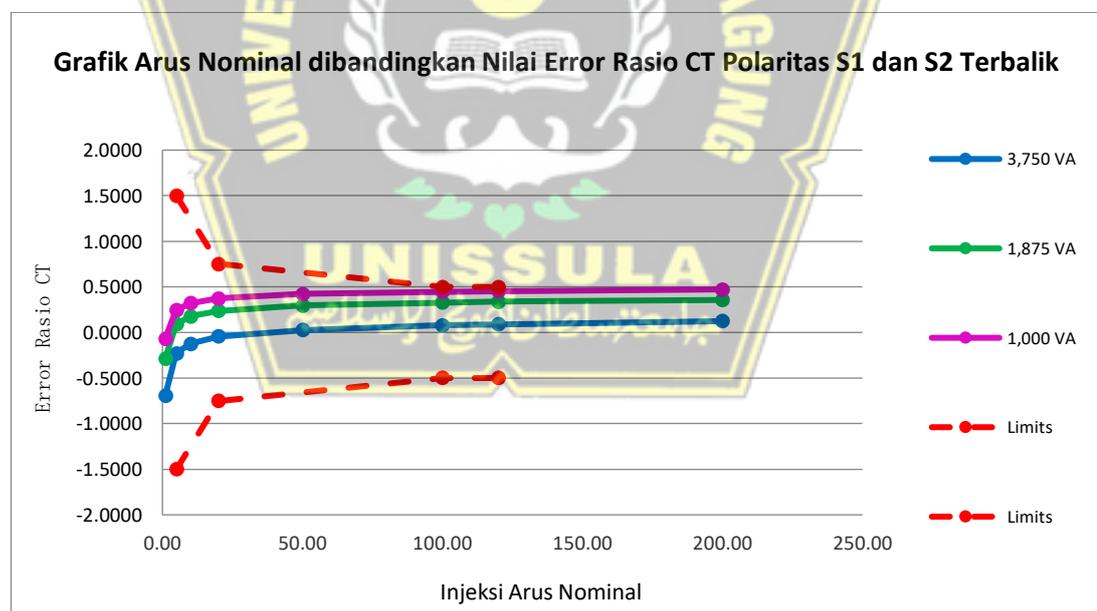
Pada pengujian ini, dilakukan pengujian menggunakan rasio Current Transformer (CT) 300/5 dan pada alat uji injeksi arus posisi S1 dan S2 ditukar sehingga S1 dan S2 dalam kondisi terbalik, hasilnya sebagai berikut:

**Tabel 4.3 Error rasio arus terhadap arus nominal polaritas S1 dan S2 ditukar**

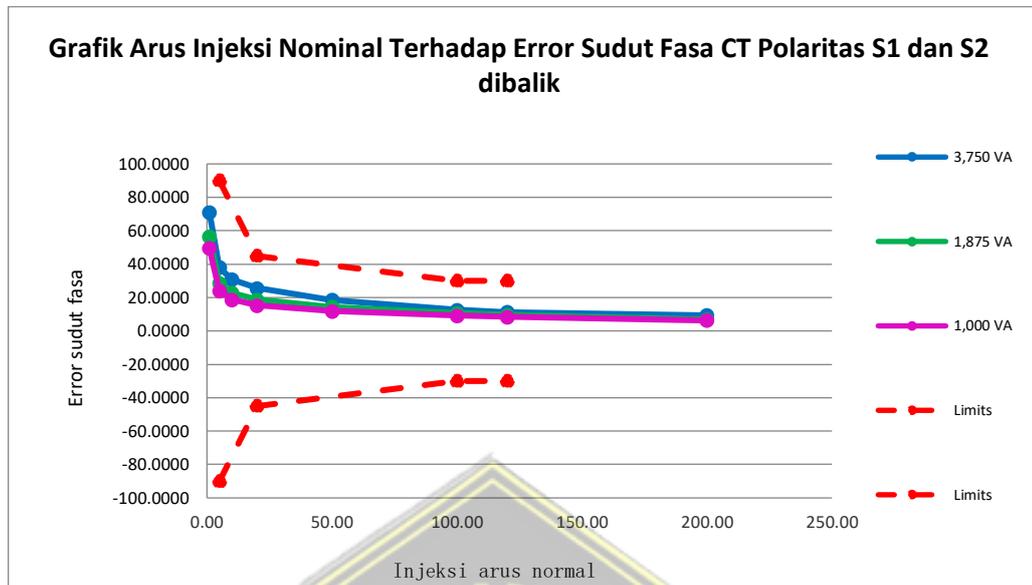
VA/cos $\phi$	1 %	5 %	10 %	20 %	50 %	100%	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	-0,6932	-0,2282	-0,1233	-0,0433	0,0277	0,0782	0,0883	0,1243
<b>1,875/1</b>	-0,2853	0,0900	0,1775	0,2381	0,2959	0,3284	0,3371	0,3564
<b>1/1</b>	-0,0668	0,2461	0,3220	0,3737	0,4232	0,4479	0,4548	0,4724

**Tabel 4.4 Sudut fasa terhadap arus nominal polaritas S1 dan S2 ditukar**

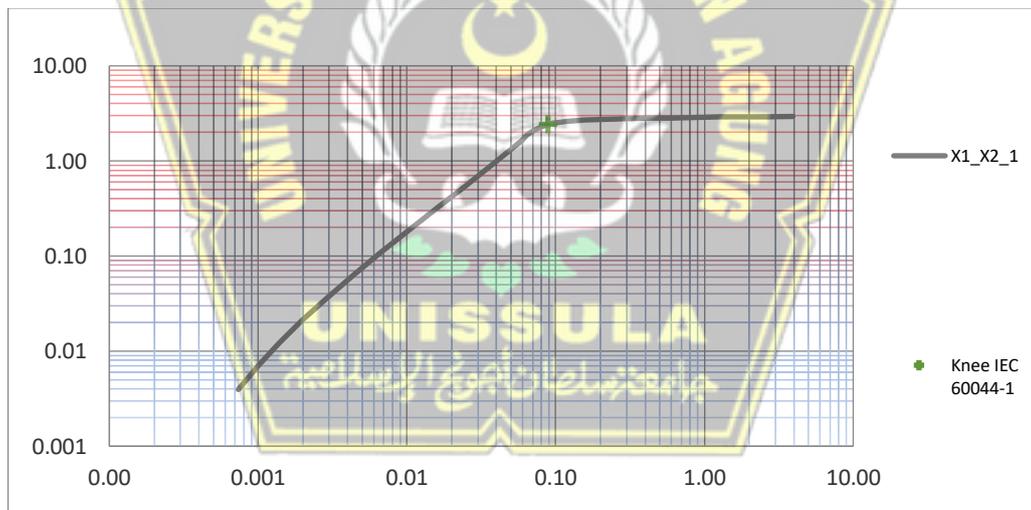
VA/cos $\phi$	1%	5 %	10 %	20 %	50 %	100 %	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	70,9152	38,0871	30,8679	25,5851	18,6239	12,6242	11,2062	9,3169
<b>1,875/1</b>	56,3399	28,6763	22,8068	18,7702	14,4273	10,6988	9,6482	6,8535
<b>1/1</b>	49,5098	23,9928	18,7719	15,1982	11,8356	9,1978	8,4552	6,2504



**Gambar 4.5 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi S1 S2 terbalik**



**Gambar 4. 6 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi S1 S2 terbalik**



**Gambar 4. 7 Grafik titik jenuh kondisi S1 S2 dibalik**

Berdasarkan data pengujian di atas maka dapat dianalisa sebagai berikut :

1. Pada tabel 4.3. dan digambarkan dengan grafik 4.5. untuk beban  $1 \cos \phi$  maka error rasio berhimpit dengan area batas error yang diijinkan. Kondisi error paling baik jika Current Transformer (CT) dibebani kurang dari 100% dari rating arus yang tertera.

2. Pada tabel 4.4. yang digambarkan dengan grafik 4.6. Current Transformer (CT) masih bekerja baik dalam batas pergeseran fasa yang diijinkan.
3. Pada gambar 4.7. knee point terjadi pada grafik sebelum 0,1 A dan tegangan di atas 1V sehingga Current Transformer (CT) tersebut akan mencapai titik jenuh jika melewati batas tersebut. Untuk titik jenuh pada kondisi Current Transformer (CT) posisi P1 dan P2 terbalik tidak mempengaruhi titik jenuh Current Transformer (CT).

#### 4.2.4. Current Transformer (CT) kondisi P1 dan P2 terbalik

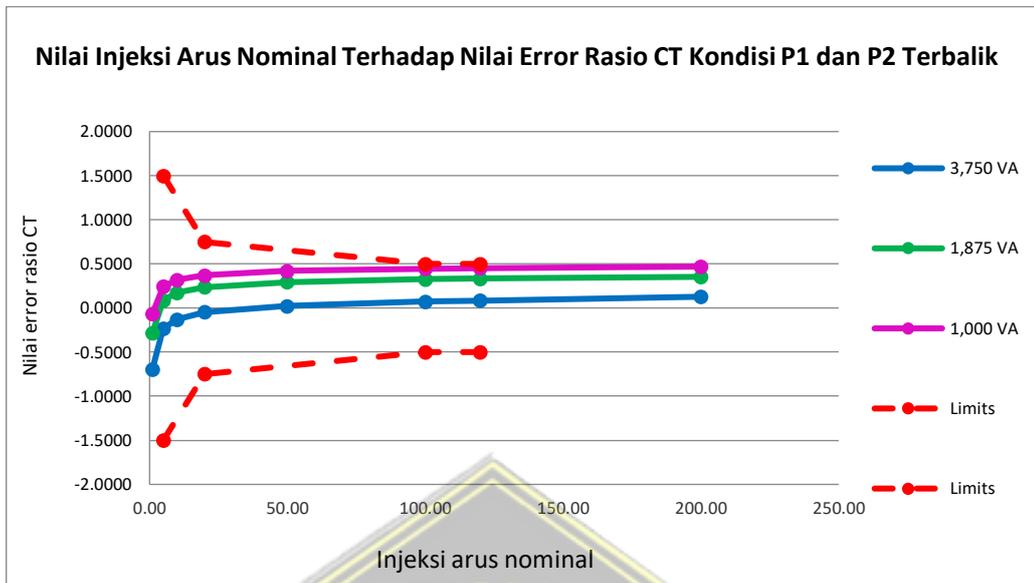
Pada pengujian ini, dilakukan pengujian menggunakan rasio Current Transformer (CT) 300/5 dan pada alat uji injeksi arus posisi P1 dan P2 ditukar sehingga P1 dan P2 dalam kondisi terbalik, hasilnya sebagai berikut:

*Tabel 4. 5 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik*

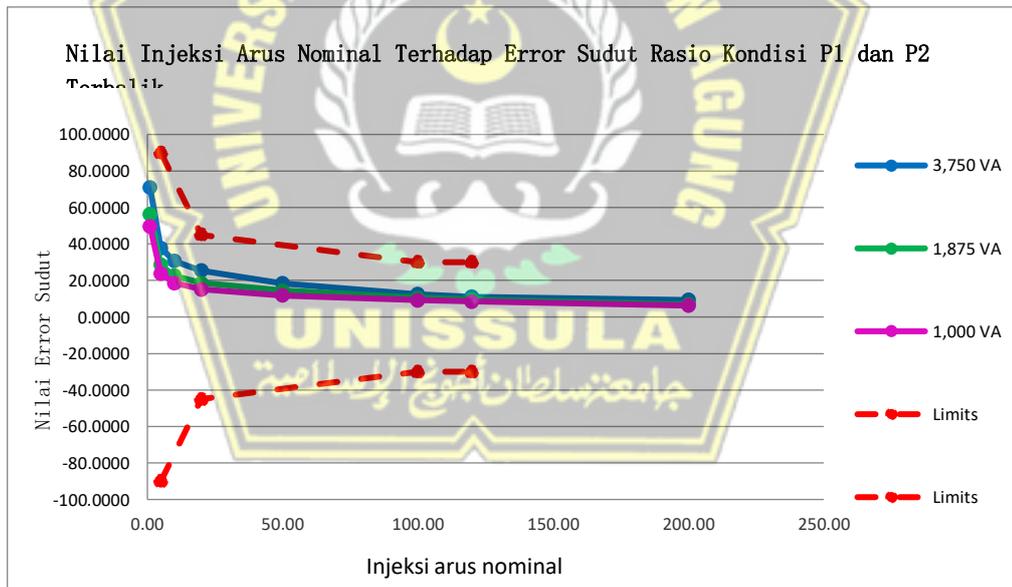
VA/cos $\phi$	1 %	5 %	10 %	20 %	50 %	100%	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	-0,6946	-0,2322	-0,1294	-0,0473	0,0230	0,0734	0,0834	0,1276
<b>1,875/1</b>	-0,2859	0,0870	0,1739	0,2340	0,2930	0,3245	0,3333	0,3526
<b>1/1</b>	-0,0659	0,2433	0,3191	0,3698	0,4205	0,4448	0,4514	0,4692

*Tabel 4. 6 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik*

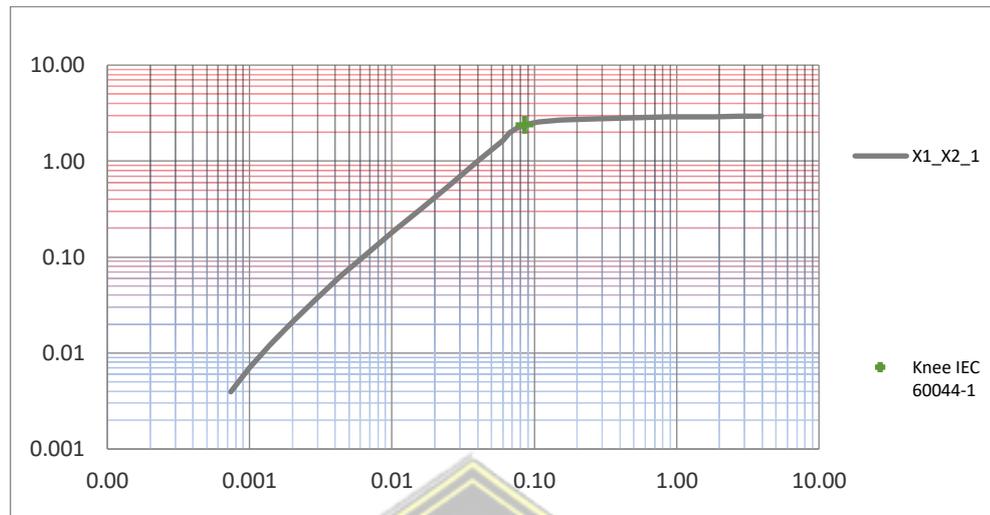
VA/cos $\phi$	1%	5 %	10 %	20 %	50 %	100 %	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	70,8878	37,9294	30,6718	25,4878	18,5083	12,5717	11,1818	9,2898
<b>1,875/1</b>	56,4799	28,5817	22,6963	18,6672	14,3926	10,6313	9,5940	6,8465
<b>1/1</b>	49,7015	23,9207	18,7010	15,1086	11,8026	9,1458	8,4000	6,2245



Gambar 4. 8 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik



Gambar 4. 9 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik



**Gambar 4. 10 Grafik titik jenuh kondisi P1 P2 terbalik**

Berdasarkan data pengujian di atas maka dapat dianalisa sebagai berikut :

1. Pada tabel 4.5. yang diterjemahkan dalam gambar 4.8. untuk beban  $1 \cos \varphi$  maka error rasio berhimpit dengan area batas error yang diijinkan apabila Current Transformer (CT) dibebani 100% dari rating arus nominalnya.
2. Pada tabel 4.6. yang digambarkan dengan gambar 4.9. untuk beban  $1 \cos \varphi$  maka error rasio berhimpit dengan area batas error yang diijinkan. Kondisi error paling baik jika Current Transformer (CT) dibebani sampai dengan 50% dari rating arus yang tertera.
3. Pada gambar 4.10. knee point terjadi pada grafik sebelum 0,1 A dan tegangan di atas 1V sehingga Current Transformer (CT) tersebut akan mencapai titik jenuh jika melewati batas tersebut. Untuk titik jenuh pada kondisi Current Transformer (CT) posisi P1 dan P2 terbalik tidak mempengaruhi titik jenuh Current Transformer (CT).

#### 4.2.5. Current Transformer (CT) kondisi S1 S2 terbalik dan P1 P2 terbalik

Pada pengujian ini, dilakukan pengujian menggunakan rasio Current Transformer (CT) 300/5 dan pada alat uji injeksi arus posisi P1 dan P2 ditukar

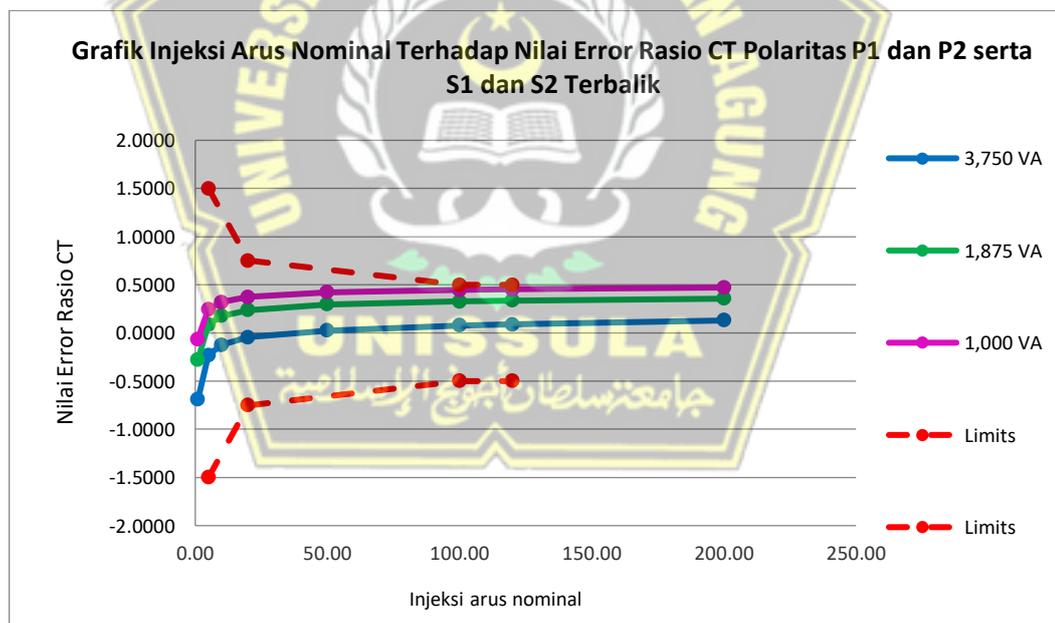
sehingga P1 dan P2 dalam kondisi terbalik,serta posisi S1 S2 juga dibalik, hasilnya sebagai berikut:

*Tabel 4. 7 Error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 dan S1 S2 terbalik*

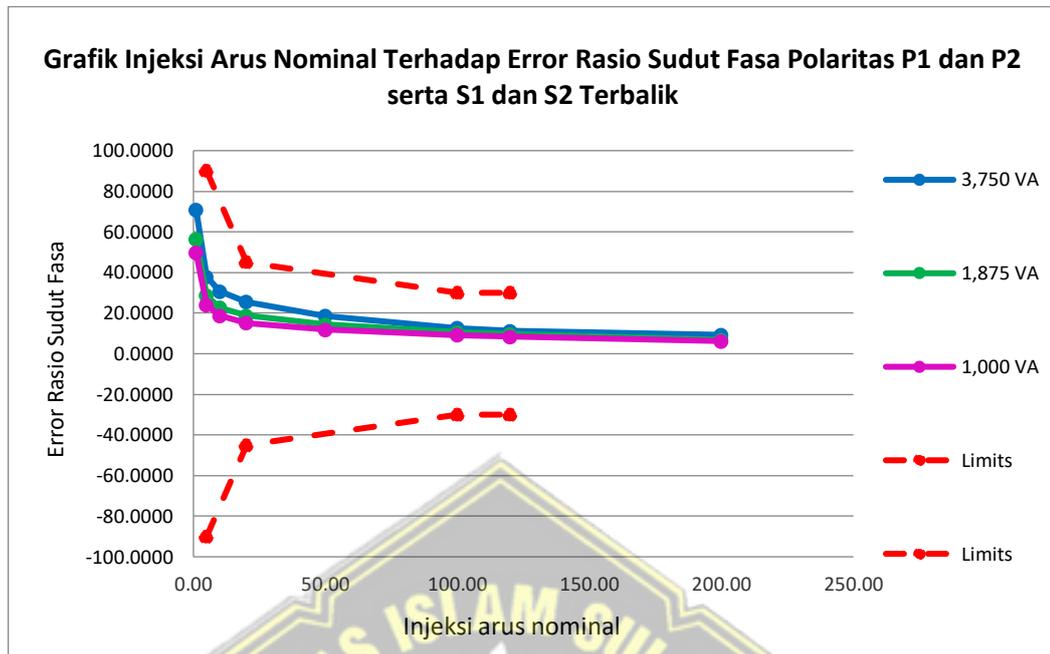
VA/cos $\phi$	1 %	5 %	10 %	20 %	50 %	100%	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	-0,6924	-0,2294	-0,1253	-0,0435	0,0262	0,0767	0,0869	0,1296
<b>1,875/1</b>	-0,2812	0,0895	0,1768	0,2375	0,2963	0,3275	0,3362	0,3558
<b>1/1</b>	-0,0632	0,2458	0,3217	0,3731	0,4236	0,4476	0,4543	0,4721

*Tabel 4. 8 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 dan P2 terbalik*

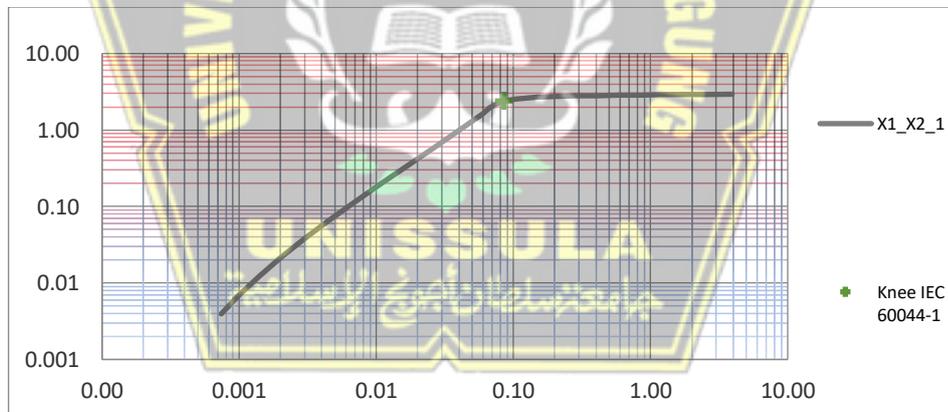
VA/cos $\phi$	1%	5 %	10 %	20 %	50 %	100 %	120 %	200 %
<b>3,75/1</b>	71,0358	38,0185	30,7597	25,5427	18,5836	12,5820	11,1847	9,2985
<b>1,875/1</b>	56,5468	28,6515	22,7551	18,7156	14,4427	10,6663	9,6158	6,8464
<b>1/1</b>	49,8407	23,9932	18,7481	15,1541	11,8363	9,1839	8,4325	6,2307



*Gambar 4. 11 Grafik error rasio arus terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik*



*Gambar 4. 12 Sudut fasa terhadap arus nominal kondisi P1 P2 terbalik*



*Gambar 4. 13 Grafik titik jenuh kondisi P1 P2 dan S1 S2 terbalik*

Berdasarkan data pengujian di atas maka dapat dianalisa sebagai berikut :

1. Pada tabel 4.7. yang digambarkan dengan grafik 4.11. ketika dibebani di atas 100% dari arus nominal dengan burden 1 VA maka Current Transformer (CT) sudah melewati batas yang diijinkan.
2. Pada tabel 4.8. yang digambarkan grafik 4.12. Current Transformer (CT) masih dalam batas yang diijinkan.

3. Pada gambar 4.13. knee point terjadi pada grafik sebelum 0,1 A dan tegangan di atas 1V sehingga Current Transformer (CT) tersebut akan mencapai titik jenuh jika melewati batas tersebut. Untuk titik jenuh pada kondisi Current Transformer (CT) posisi P1 P2 dan S1 S2 terbalik tidak mempengaruhi titik jenuh Current Transformer (CT).

#### 4.3. Data Perhitungan

Berdasarkan kondisi di pelanggan Current Transformer (CT) terbakar dan hasil uji menggunakan alat injeksi arus maka Current Transformer (CT) tersebut tidak mampu mengukur energi listrik di pelanggan di fasa S dan T. Saat dilakukan pengukuran secara manual di lokasi pelanggan diperoleh data sebagai berikut :

Tabel 4. 9 Data pengukuran di lapangan pelanggan daya 197 kVA

Fasa	V	Ip	Is	Cos φ	P1 (kW) <i>V.Ip.cosφ</i>	P2 (kW) <i>V.Is.cosφ</i>
R	220	217,5	3,59	0,987	47,227	19,12
S	220	222,2	0	0,988	0	0
T	220	189,2	0	0,989	0	0

Pada hasil pengujian Current Transformer (CT) rusak di laboratorium tidak dapat diketahui hasilnya karena alat uji tidak mampu menginjeksi arus ke belitan Current Transformer (CT). Maka sesuai data perhitungan dapat dicari kesalahan arus per fasa berlaku persamaan 2.7. berikut :

1. Mencari kesalahan arus per fasa
  - a. Kesalahan arus fasa R

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(\text{Kn. Is} - I_p)}{I_p} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(60.3,59 - 217,5)}{217,5} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(215,4 - 217,5)}{217,5} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = 0,96\%$$

b. Kesalahan arus fasa S

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(\text{Kn. Is} - I_p)}{I_p} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(60,0 - 222,2)}{222,2} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(0 - 222,2)}{222,2} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = 100\%$$

c. Kesalahan arus fasa T

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(\text{Kn. Is} - I_p)}{I_p} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(60,0 - 189,2)}{189,2} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = \left| \frac{(0 - 189,2)}{189,2} \right| \times 100\%$$

$$\% \text{ kesalahan arus} = 100\%$$

Dari data persamaan 2.7. di atas maka pada fasa S dan T Current Transformer (CT) tidak mengukur sehingga menyebabkan error pengukuran.

2. Mencari error pengukuran

$$\text{Error pengukuran} = \left| \frac{P_2 - P_1}{P_2} \right| \times 100\%$$

$$\text{Error pengukuran} = \left| \frac{(47,227 + 0 + 0) - 19,12}{47,227} \right| \times 100\%$$

$$\text{Error pengukuran} = \left| \frac{-28,107}{47,227} \right| \times 100\%$$

$$\text{Error pengukuran} = 59,51\%$$

3. Mencari pemakaian energi listrik tidak terukur menggunakan load profile AMR

Berdasarkan data dari load profile pelanggan dari sistem Automatic Meter Reading (AMR) maka diperoleh histori pemakaian pelanggan dan dapat dihitung pemakaian energi listrik yang tidak terhitung.

Tabel 4. 10 Pemakaian energi listrik dari load profile AMR

	R	S	T	Lama Perhitungan
<b>Pemakaian energi saat anomali (kWh)</b>	2.568,1	0	0	23 hari
<b>Pemakaian energi sesudah perbaikan (kWh)</b>	10.154	9.467	11.057	30 hari

Dari tabel 4.10. maka dapat dihitung rata – rata pemakaian per hari pelanggan sebagai berikut :

- a. Kondisi anomali

$$\text{rata – rata pemakaian 1 hari} = \frac{2.568,10}{23}$$

$$\text{rata – rata pemakaian 1 hari} = 111,65 \text{ kWh untuk fasa R}$$

- b. Kondisi normal

$$\text{rata – rata pemakaian 1 hari} = \frac{(10.154 + 9.467 + 11.057)}{30}$$

*rata – rata pemakaian 1 hari = 368,56 kWh*

Maka besarnya perhitungan energi listrik yang tidak terhitung bisa dihitung menggunakan perbandingan antara pemakaian normal dibanding pemakaian abnormal.

*Tabel 4. 11 Pemakaian energi listrik kondisi normal dibandingkan kondisi abnormal*

	<b>R</b>	<b>S</b>	<b>T</b>	<b>Faktor Kali</b>
Normal	169,23	157,78	184,28	60
Abnormal	42,8	0	0	60

Saat pemakaian normal

$$P_{total} = (PR + PS + PT) \times \text{Faktor kali}$$

$$P_{total} = (169,23 + 157,78 + 184,28) \times 60$$

$$P_{total} = 30.677,4 \text{ kWh}$$

Saat pemakaian abnormal

$$P_{total} = (PR + PS + PT) \times \text{Faktor kali}$$

$$P_{total} = (42,8 + 0 + 0) \times 60$$

$$P_{total} = 2.568 \text{ kWh}$$

Maka untuk selisih pemakaian sebagai berikut

$$P \text{ belum terhitung} = P \text{ normal} - P \text{ abnormal}$$

$$P \text{ belum terhitung} = 30.677,4 \text{ kWh} - 2.568 \text{ kWh}$$

$$P \text{ belum terhitung} = 28.109,4 \text{ kWh}$$

Sehingga dari selisih pemakaian tersebut, berdasarkan Kepdir 1486/2016 mengenai kelainan alat ukur PLN untuk kekurangan tagih yang bisa dihitung kepada pelanggan selama 6 bulan. Jika dihitung berdasarkan Kepdir tersebut maka pemakaian energi listrik yang tidak terhitung selama 6 bulan adalah :

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = P \text{ belum terhitung} \times 6 \text{ bulan}$$

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = 28.109,4 \text{ kWh} \times 6 \text{ bulan}$$

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = 168.656,4 \text{ kWh}$$

Nilai kerugian rupiah/kWh menggunakan data load profile

$$\text{Tagihan susulan} = \text{kWh tidak terukur} \times \text{Rp/kwh}$$

$$\text{Tagihan susulan} = 168.656,4 \times 1444,7$$

$$\text{Tagihan susulan} = \text{Rp.} 243.657.901,08$$

4. Mencari nilai pemakaian energi listrik tidak terukur menggunakan perbandingan saat pengukuran normal dibanding pengukuran abnormal

Berdasarkan tabel 4.10. maka dapat diketahui bahwa pada fasa S dan T, Current Transformer (CT) tidak mengukur sehingga menyebabkan error 100% sedangkan pada fasa R saat kondisi abnormal tetap mengukur tetapi tidak optimal. Untuk pemakaian selama 1 hari saat kondisi abnormal rata – rata pemakaian fasa R sebesar 111,65 kWh sedangkan saat Current Transformer (CT) sudah diganti pemakaian rata – rata real fasa R sebesar 368,56 kWh. Dari data tersebut maka dapat dihitung nilai deviasi fasa R untuk menghitung pemakaian energi yang tidak terhitung sebagai berikut :

$$\% \text{ deviasi} = \frac{(P_{\text{abnormal}} - P_{\text{normal}})}{P_{\text{normal}}} \times 100\%$$

$$\% \text{ deviasi} = \frac{(111,65 - 368,65)}{368,65} \times 100\%$$

$$\% \text{ deviasi} = 69,71\%$$

Sehingga besarnya nilai deviasi pengukuran di fasa R sebesar 69,71%. Jika dihitung dari beban sesaat fasa R kondisi normal sesuai tabel 4.11. maka berlaku perhitungan sebagai berikut :

$$P_{total} = (PR + PS + PT) \times \text{Faktor kali}$$

$$P_{total} = ((169,23 \times 69,71\%)) + 157,78 + 184,28) \times 60$$

$$P_{total} = 27.529,72 \text{ kWh}$$

Dari nilai P total berdasarkan deviasi jika dihitung kWh kurang tagih sesuai Kepdir 1486/2016 maka berlaku perhitungan selama 6 bulan sebagai berikut :

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = P_{total} \times 6 \text{ bulan}$$

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = 27.529,72 \text{ kWh} \times 6 \text{ bulan}$$

$$\text{Pemakaian kurang tagih} = 165.178,332 \text{ kWh}$$

Nilai kerugian rupiah/kWh menggunakan data load profile

$$\text{Tagihan susulan} = \text{kWh tidak terukur} \times \text{Rp/kwh}$$

$$\text{Tagihan susulan} = 165.178,332 \times 1444,7$$

$$\text{Tagihan susulan} = \text{Rp. } 238.633.136,24$$

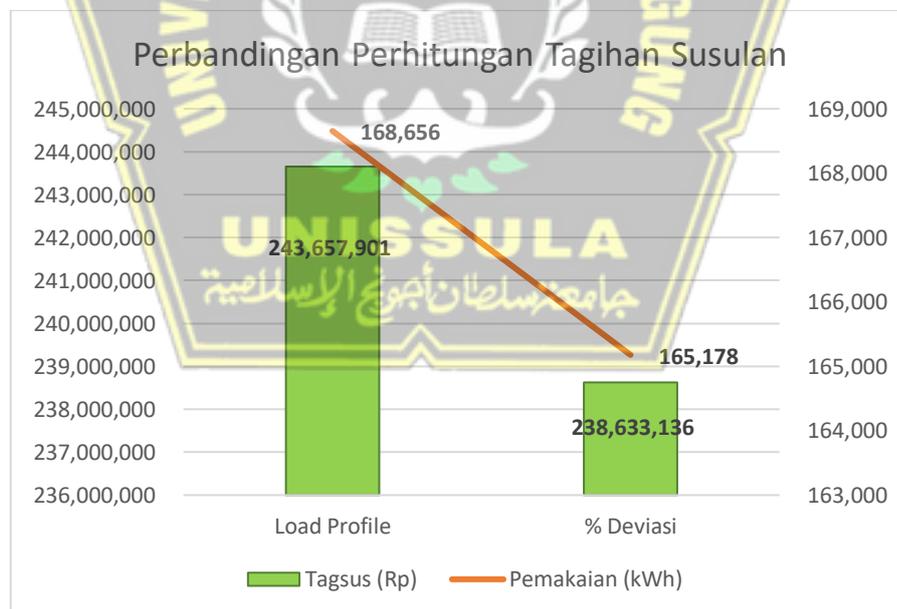
#### 4.4. Analisa Perhitungan Current Transformer (CT) Rusak

Dari data perhitungan Current Transformer (CT) rusak dihitung dengan 2 metode yaitu berdasarkan load profile dan berdasarkan nilai deviasi fasa R. Berdasarkan data perhitungan tersebut menghasilkan nilai yang berbeda.

Tabel 4. 12 Perbandingan Perhitungan Tagihan Susulan

	Load Profile	Deviasi	Selisih
Tagsus (Rp)	243.657.901	238.633.136	5.024.765
Pemakaian (kWh)	168.656	165.178	3.478

Dari tabel di atas dapat diketahui bahwa perhitungan menggunakan deviasi lebih menguntungkan untuk pelanggan disebabkan nilai tagihan susulan yang ditagihkan lebih kecil dibandingkan menggunakan histori pelanggan berdasarkan load profile. Untuk perhitungan menggunakan deviasi tidak dapat menggambarkan beban real yang terpakai di pelanggan sedangkan jika dilihat dari sisi perusahaan PLN sebagai penyedia jasa kelistrikan maka perhitungan berdasarkan load profile lebih menggambarkan karakteristik beban di pelanggan dan lebih fair antara pelanggan dengan PLN.



Gambar 4. 14 Grafik perbandingan metode menghitung tagihan susulan

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1. Kesimpulan**

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan untuk Current Transformer (CT) rasio 300/5 adalah :

1. Pada pengujian Current Transformer (CT) rasio 300/5 kondisi rusak terbakar dan meleleh, alat uji injeksi arus tidak mampu untuk mengukur besaran error rasio pengukuran karena adanya belitan Current Transformer (CT) pengukuran yang terputus sehingga belitan tersebut tidak dapat menginduksi belitan yang lain.
2. Anomali pada Current Transformer (CT) menyebabkan error pengukuran yang menimbulkan tagihan susulan akibat pengukuran energi listrik yang tidak terhitung.
3. Fungsi AMR sebagai monitoring pelanggan yang mengalami anomali pengukuran memudahkan dalam perhitungan tagihan susulan karena informasi mengenai mulainya anomali dapat diketahui secara pasti dan perhitungan tagihan susulan dapat dihitung secara akurat berdasarkan data load profile.

#### **5.2. Saran**

1. Untuk pengembangan tugas akhir ini ke depannya, diharapkan untuk pengujian Current Transformer (CT) bisa dilakukan secara online di lapangan.
2. Tugas akhir ini diharapkan bisa dilakukan pengembangan pengujian dengan metode berbeda terutama untuk Current Transformer (CT) dalam kondisi rusak.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] T. Koerniawan and A. W. Hasanah, “Energi dan Kelistrikan : Jurnal Ilmiah Kajian Ketelitian Current Transformer ( CT ) Terhadap Kesalahan Rasio Arus pada Pelanggan 197 kVA Energi dan Kelistrikan : Jurnal Ilmiah,” vol. 11, no. 1, pp. 9–16, 2019.
- [2] E. Agustina and A. Amalia, “Penurunan Susut Non Teknis Pada Jaringan Distribusi Menggunakan Sistem Automatic Meter Reading di PT. PLN (PERSERO),” *J. Tek. Mesin*, vol. 5, p. 37, Mar. 2017, doi: 10.22441/jtm.v5i4.1223.
- [3] F. Eka, P. Surusa, and S. Humena, “Analisa Rugi Energi Listrik Non Teknis Pada Penerangan Jalan Umum di ULP Limboto,” vol. 5, 2023.
- [4] Z. Syamsudin, H. Suyanto, and T. Elektro, “RENDAH DI WILAYAH PT . PLN ( PERSERO ) AREA BULUNGAN,” vol. 5, no. 2, pp. 51–61, 2015.
- [5] R. Hariyati, “Analisis Pembacaan Meter Ootomatis Listrik Dengan Menggunakan Jaringan Komunikasi,” *J. Energi dan Kelistrikan*, vol. 7, no. 1, pp. 92–102, 2015.
- [6] U. Wiharja and A. K. Albahar, “Analisa Deteksi Ketidaknormalan Meter Elektronik Dengan Sistem Automatic Meter Reading,” pp. 1–6, 2018.
- [7] A. von Meier, *ELECTRIC POWER SYSTEMS*. Canada: IEEE Press, 2006.
- [8] “SPLN\_D3\_014-1\_2009 Transformator Instrumen untuk Sistem Distribusi, Bagian 1 Transformator Arus.pdf.”
- [9] M. Mungkin, H. Satria, Z. Bahri, and A. Ridwan, “Pengujian Keandalan Sistem Current Transformer Dalam Menanggulangi Penggunaan Energi Listrik Secara Ilegal,” vol. 7, no. 2, pp. 99–107, 2020.
- [10] Alauddin Al-Omary, W. El-Medany, and S. Al-Irhayim, “Secure Low Cost AMR System Based on GPRSTechnology,” *Int. J. Comput. Theory Eng.*, vol. 4, pp. 35–42, 2012, doi: 10.7763/IJCTE.2012.V4.422.
- [11] O. C. Sekha, B. V Rajanna, and M. K. Kumar, “Automatic Meter Reading For Smart Metering By Using QPSK Modem With PLC Channel and GSM Modem,” *J. Electr. Eng.*, vol. 15, no. 4, pp. 34–8, 2015.
- [12] E. D. A. N. Amr and D. A. N. Amr, “Mata Pelajaran 2 Pengenalan Meter”.
- [13] M. P. Siti Nurhabibah Hutagalung, “PEMBELAJARAN FISIKA DASAR DAN ELEKTRONIKA DASAR (ARUS, HAMBATAN DAN TEGANGAN LISTRIK) MENGGUNAKAN APLIKASI MATLAB METODE SIMULINK,” vol. 4, no. 2, pp. 2–5, 2018.
- [14] L. Subekti, “Pengaruh Faktor Daya terhadap Hasil Transformasi pada Trafo

Arus ( The Effect of Power Factor on The Transformation Results on Current Transformer ) : fi Ir \_,” pp. 7–8, 2013.

- [15] G. Herri and F. Prilasari, “Jurnal Rekayasa dan Teknologi Elektro 43,” vol. 1, no. September, 2007.
- [16] U. L. Negara, “Perusahaan umum listrik negara,” no. 135, 1991.
- [17] *Pedoman O&M Trafo Arus.*
- [18] F. E. P. Surusa, S. Humena, and F. Y. Nani, “Analisa Susut Non Teknis Menggunakan Automatic Meter Reading (AMR) Pada Pelanggan Potensial,” *Jambura J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–7, 2022, doi: 10.37905/jjee.v4i1.11272.
- [19] F. Rahman, A. Basuki, I. Aknuranda, F. I. Komputer, and U. Brawijaya, “Pengambilan Data Secara Bergerak Pada Automatic Meter Mobile Data Gathering on Automatic Meter Reading with Mesh Network,” vol. 6, no. 1, pp. 1–8, 2019, doi: 10.25126/jtiik.20196695.
- [20] PT. PLN (Persero) Pusdiklat, “Analisa dan Evaluasi Wiring APP.” PLN Corporate University, 2012.
- [21] P. Amr and A. Meter, “Bab III Sistem AMR (Automatic Meter Reading),” pp. 28–38.
- [22] PT. PLN (Persero) Pusdiklat, “Analisa dan Evaluasi Wiring APP dan DLPD.” PLN Corporate University, 2016.
- [23] PT. PLN (Persero) Pusdiklat, “Pembacaan dan Evaluasi kWh Meter.” PLN Corporate University, 2015.

