Vol. 16. No. 01, Januari 2025: 34-45
http://publikasi.mercubuana.ac.id/index.php/jte
p-ISSN: 2086-9479 e-ISSN: 2621-8534

Sistem Informasi Gangguan Secara *Realtime* Dari Relai Proteksi Dengan Protokol IEC 61850

Triawan Azhary Permata Nugraha

Teknik Elektro, Institut Teknologi PLN, Jakarta
triawan2210556@itpln.ac.id

***Abstrak*— Gangguan pada sistem tenaga listrik sering menyebabkan penurunan kualitas pelayanan pelanggan. Kecepatan dan akurasi dalam mendeteksi serta melaporkan gangguan sangat penting untuk meminimalisir durasi pemulihan. Penelitian ini bertujuan mengembangkan sistem informasi gangguan gardu induk dan transmisi secara *realtime* menggunakan protokol IEC 61850. Sistem ini mengintegrasikan relai proteksi numerik di gardu induk dengan *server* OPC serta aplikasi berbasis web yang mengirim laporan gangguan via bot Telegram. Metode penelitian mencakup konfigurasi IP *address* dan *logic* pada relai Alstom Micom Series dan ABB Relion Series, pengujian koneksi relai dengan OPC *server*, dan analisa data gangguan yang dikirim secara *realtime* ke tim pemeliharaan. Implementasi sistem ini diuji dengan relai proteksi di wilayah UPT Cirebon. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem ini mampu mengurangi durasi pelaporan gangguan dan meningkatkan akurasi data, memungkinkan tim pemeliharaan mengambil keputusan cepat dan tepat, sehingga target kinerja *Transmission Line Outage Duration (TLOD)* dan *Transformer Outage Duration (TROD)* lebih mudah dicapai, meningkatkan keandalan penyaluran energi listrik.**

Kata Kunci*— *Gangguan, Gardu Induk, OPC, Protokol IEC 61850, Relai Proteksi, Sistem Informasi Realtime, Telegram

DOI: 10.22441/jte.2025.v16i1.007

I. PENDAHULUAN

Sistem transmisi tenaga listrik memegang peranan penting dalam penyediaan dan distribusi energi listrik dari pusat pembangkitan ke pusat-pusat beban. PT. PLN (Persero) Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Tengah (UIT JBT) mengelola jaringan transmisi sepanjang 12.976,3 km dan 19.035 tower yang terbagi menjadi 619 sirkuit yang meliputi Jawa Tengah dan Jawa Barat [1]. PT. PLN (Persero) Unit Pelaksana Transmisi (UPT) Cirebon merupakan salah satu unit pelaksana transmisi di wilayah kerja Unit Induk Transmisi (UIT) Jawa Bagian Tengah. UPT Cirebon berkedudukan di kota Cirebon, tepatnya di Jl. Brigjen HR Dharsono (By Pass) dengan 4 (empat) Unit Layanan Transmisi dan GI (ULTG), yaitu ULTG Ciamis, ULTG Cirebon, ULTG Garut dan ULTG Jatibarang. Masing-masing ULTG memiliki gardu induk yang lokasinya cukup jauh dari kantor ULTG-nya masing-masing. Untuk ULTG Ciamis ada gardu induk 150kV Karangnunggal yang lokasinya +/- 67 km dari kantor ULTG dan memiliki waktu tempuh +/- 2 jam. Untuk ULTG Cirebon ada gardu induk 70kV Parakan yang lokasinya +/- 62 km dari kantor ULTG dan memiliki waktu tempuh+/- 2 jam. Untuk ULTG Garut ada GI 70kV Pameungpeuk yang lokasinya +/- 87 km dari kantor ULTG dan memiliki waktu tempuh +/- 3 jam. Untuk ULTG Jatibarang ada GI 150kV Haurgeulis yang lokasinya +/- 67 km dari kantor ULTG dan memiliki waktu tempuh +/- 2 jam [2].

Untuk mengukur tingkat pelayanan terhadap pelanggan, PLN UPT Cirebon diberikan target kinerja berupa *Key Performance Indicators (KPI)* yaitu : *Transmission Line Outage Durations (TLOD)* dan *Transformator Outage Durations (TROD)*. TLOD adalah durasi gangguan yang terjadi pada peralatan bay penghantar dari keluarnya PMT (pemutus tenaga) sampai dengan PMT tersebut masuk kembali. TROD adalah durasi gangguan yang terjadi pada peralatan bay transformator dari keluarnya PMT sampai dengan PMT tersebut masuk Kembali [3]. Di tahun 2023 UPT Cirebon diberikan target TLOD sebesar 0.053 jam/100kms atau 1.18 jam dan TROD sebesar 0.01 jam/unit atau 0.78 jam [4]. Untuk menjawab tantangan KPI tersebut maka dibutuhkan mitigasi semua risiko terjadinya gangguan pada peralatan baik di saluran transmisi maupun di gardu induk. Ketika gangguan tersebut tidak dapat dihindari maka agar KPI tersebut tetap dapat kita capai sesuai dengan target kita harus membuat resolusi untuk mempercepat proses pemulihan atas gangguan tersebut, salah satu yang menjadi kunci cepatnya proses pemulihan tersebut adalah informasi awal dan rekaman gangguan yang disampaikan bisa lebih cepat, tepat dan akurat agar tim asesmen dan pemeliharaan di ULTG bisa menganalisa gangguan tersebut sehingga keputusan atas gangguan tersebut bisa lebih cepat diambil.

Semakin berkembangnya teknologi di bidang elektronika dan sistem komunikasi membuka peluang bagi produsen relai numerik dan IED *(Intelligent Electronic Device)* untuk mengembangkan sistem komunikasi berbasis protokol IEC 61850. Relai-relai numerik yang sekarang tersebar di unit-unit PLN sudah memiliki komunikasi dengan protokol ini, termasuk relai yang ada di wilayah UPT Cirebon. Pemanfaatan protokol ini sementara sampai saat ini sebagian besar hanya digunakan untuk sistem SAS *(Substasion Automation System)*. Padahal manfaat dari protokol IEC 61850 ini sangat banyak, salah satunya adalah fitur MMS *(Manufacture Message Spesification)* [5]. Namun teknologi ini belum diterapkan disebagian besar unit-unit PLN. Protokol IEC 61850, khususnya melalui penggunaan SV *(Sampled Values)* dan GOOSE *(Generic Object Oriented Substation Events),* sangat efektif dalam memenuhi kebutuhan data *real time* pada sistem komunikasi otomatisasi gardu induk. Model analitis yang diimplementasikan untuk mengukur waktu respons dari pesan-pesan ini menunjukkan bahwa protokol ini mampu mengatasi beban komunikasi tinggi dengan latensi yang rendah. Hasil simulasi dan pengujian eksperimental menunjukkan bahwa model ini valid dan dapat diandalkan untuk digunakan dalam skenario komunikasi IEC

61850. Meskipun analisis waktu respons terburuk memberikan hasil yang sedikit lebih pesimis, ini memastikan bahwa sistem tetap dapat diandalkan dalam kondisi operasi terburuk sekalipun [6].

Ketika terjadi gangguan pada peralatan sistem tenaga listrik di gardu induk, saluran transmisi, atau distribusi, relai proteksi akan mengamankan peralatan agar gangguan tidak meluas. Operator gardu induk akan mencatat dan melaporkan indikasi relai proteksi kepada dispatcher PLN UP2B. Indikasi ini juga dilaporkan ke tim pemeliharaan di ULTG dan tim asesmen peralatan di UPT dan UIT. Tim pemeliharaan ULTG akan segera ke lokasi gardu induk untuk mengambil data gangguan berupa even dan *Disturbance Fault Recorder* (DFR) yang direkam relai proteksi. Data tersebut digunakan untuk menganalisis penyebab gangguan, durasi hubung singkat, besaran arus dan tegangan gangguan, frekuensi gangguan, serta performa sistem proteksi. Dari analisis ini, bisa ditentukan apakah gangguan bersifat temporer atau permanen, sehingga manajemen PLN dapat memutuskan tindakan selanjutnya, seperti investigasi, perbaikan, atau penormalan sistem.

Kondisi pencatatan manual oleh operator gardu induk tersebut menjadi suatu kendala dalam rangkaian pelaporan gangguan sampai ke tim pemeliharaan dan tim asesmen peralatan karena memakan waktu yang cukup lama. Selain itu, pengambilan data DFR dan even relai proteksi di gardu induk oleh tim pemeliharaan juga sangat memakan waktu yang banyak, tergantung dari lokasi gardu induk tersebut dari kantor ULTG. Contohnya jika terjadi gangguan yang menyebabkan PMT keluar di gardu induk Pemeungpeuk, maka waktu tempuh tim pemeliharaan sampai ke gardu induk Pameungpeuk adalah +/- 3 jam. Tentunya ini menjadi penghambat dalam proses pemulihaan gangguan.

II. PENELITIAN TERKAIT

Beberapa literatur yang relevan terkait penelitian ini telah dikumpulkan meliputi optimalisasi relai proteksi numerik, penggunaan protokol komunikasi IEC 61850 pada gardu induk, pemanfaatan protokol OPC pada sistem operasi *windows*, dan penggunaan telegram API sebagai aplikasi pesan instan dengan fitur *chat bot*.

Pada penelitian *"Review of the Legacy and Future of IEC 61850 Protocols Encompassing Substation Automation System"* disebutkan bahwa protokol lama seperti MODBUS dan PROFIBUS mengalami masalah seperti pertukaran data yang lambat dan masalah interoperabilitas. Berbeda dengan protokol IEC 61850 yang menggunakan *Ethernet* dan serat optik untuk mengurangi biaya dan memperbaiki desain arsitektural, memudahkan pengelolaan aset dan pemeliharaan, serta berpotensi mengurangi biaya proyek sekitar 20-30%. Namun, IEC 61850 juga menghadapi tantangan seperti kesenjangan pengetahuan dan risiko keamanan siber, yang memerlukan penelitian lebih lanjut untuk pengadopsian penuh dalam jaringan listrik masa depan [7]

Pada penelitian *"Toward a Substation Automation System Based on IEC 61850"* membahas tentang pengembangan sistem otomasi Gardu Induk berbasis protocol IEC 61850. Harapan penggunaan protokol komunikasi ini adalah untuk memastikan komunikasi dan integrasi yang konsisten antara aset-aset utama peralatan listrik tegangan tinggi, seperti transformator instrumen, pemutus tenaga, dan transformator daya, dengan berbagai perangkat *intelligent electronic device* dalam suatu hierarkis tertentu [8].

Pada penelitian *"Real-Time Analysis of Time-Critical Messages in IEC 61850 Electrical Substation Communication Systems"* membahas analisis waktu yang dibutuhkan dalam pertukaran informasi/even-even peralatan antara *intelligent electronic device* di gardu induk secara *realtime* pada *protocol* IEC 61850. Dalam penelitian ini, didefinisikan parameter-parameter penting seperti *jitter delay, deadline, priority, worst-case response time, blocking time,* dan *utilization factor* untuk memahami perilaku waktu pesan dalam sistem komunikasi subestasi [6]

Pada penelitian *"Auto-Mapping and Configuration Method of IEC 61850 Information Model Based on OPC UA"* membahas tentang *smart grid* menggunakan platform OPC UA yang kompatibel dengan IEC 61850 untuk proses integrasi protokol peralatan *intelligent electronic devices*. Studi ini berhasil dalam konversi informasi IEC 61850 ke model OPC UA, menunjukkan konversi efisien file SCL, dan mendukung interoperabilitas dalam *smart grid* [9]

Pada penelitian *"Integration of IEC 61850 and OPC UA for Smart Grid automation"* menunjukkan kebutuhan integrasi data model IEC 61850 dan OPC UA untuk kontrol *smart grid* dan sebagai pendukung sistem multi-agen, kontrol hierarkis, dan diagnosis serta pemantauan jarak jauh. *Implementasi multi-agent system* (MAS) berbasis kontrol dalam *smart grid* telah diimplementasikan di berbagai entitas khususnya kelistrikan dan penelitian ini menggambarkan penggunaan integrasi OPC UA dan IEC 61850 untuk tujuan tersebut, khususnya dalam kontrol hierarkis [10].

Pada penelitian *"IoT based Electrical Power distribution through Telegram Bot and Web Cloud"* membahas tentang pemanfaatan IoT dalam sistem tenaga listrik untuk mendeteksi kejadian pada sistem tenaga listrik yang kemudian informasi tersebut dikirimkan melalu media *chat bot* telegram. Tetapi dalam penelitian tersebut hanya menggunakan multiflexer circuit sederhana untuk pemantauan sistem tenaga listrik rumah tangga [11].

III. METODOLOGI PENELITIAN

Pada penelitian ini, penulis menggunakan 2 jenis metode penelitian, yaitu dengan studi literatur dan penelitian eksperimental.

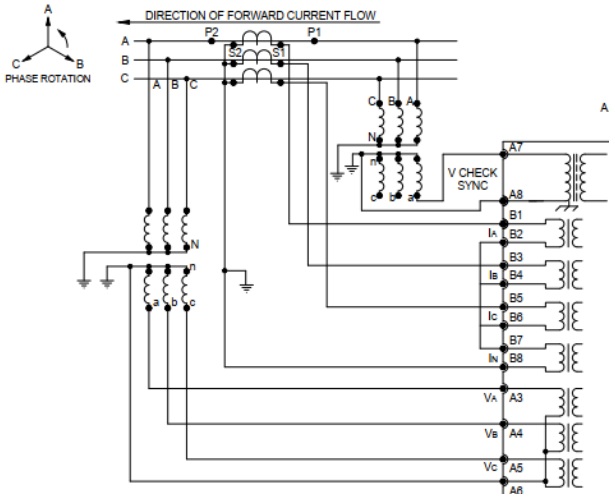
A. Studi Literatur

1) Relai Proteksi

Relai proteksi digital adalah relai proteksi yang menggunakan mikroprosesor untuk menganalisis tegangan sistem tenaga, arus atau jumlah proses lain dengan tujuan mendeteksi gangguan dalam sistem tenaga listrik baik di gardu induk maupun di saluran transmisi dan distribusi. Sebuah relai proteksi digital juga dapat disebut relai proteksi numerik [12].

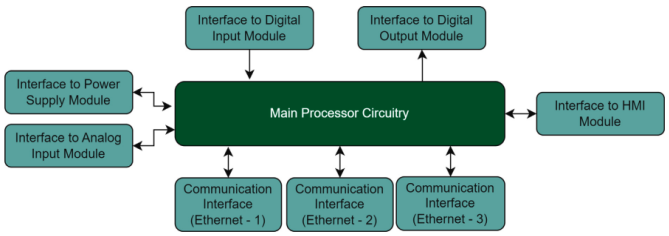
Tegangan dan arus yang telah ditransformasikan oleh *Potential Transformer* (PT) *dan Current Transformer* (CT) kemudian masuk ke bagian *low pass filter* untuk menghilangkan frekuensi sekitar 1/3 dari *sampling frequency*. Kemudian sampel analog tersebut masuk kedalam *A/D Converter* dari. Sinyal analog yang masuk tersebut selanjutnya

bisa diolah untuk menentukan sudut fase, daya, daya reaktif, impedansi, distorsi gelombang, dan kuantitas analog lainnya.



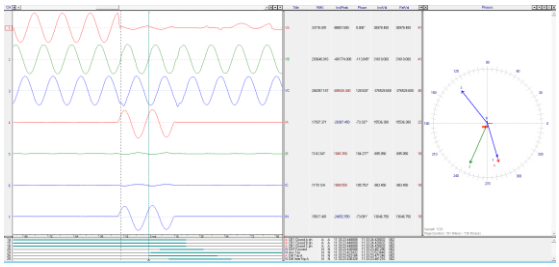
Gambar 1. Input analog arus dan tegangan pada relai numerik

Untuk pengolahan logika, relai numerik akan menganalisis hasil *output A/D Converter* untuk menentukan tindakan yang diperlukan berdasarkan algoritma proteksinya. Algoritma proteksi adalah seperangkat persamaan logika yang sebagian dirancang oleh *protection engineer* sesuai dengan kebutuhan di gardu induk tersebut dan sebagian lagi dirancang oleh produsen relai yang merupakan algortima standar dan wajib ada dalam sebuah relai proteksi numerik. Relai numerik mampu menerapkan *logic* yang canggih. Relai mampu menganalisa apakah harus bekerja atau tidak berdasarkan parameter yang ditetapkan oleh user dengan cara membandingkan input besaran analog, *digital input*, waktu dan urutan-urutan even. Jika kondisi gangguan terdeteksi, maka *binary output* relai akan beroperasi untuk memutus PMT [12].



Gambar 2. Pengolahan logika relai proteksi

Relai numerik memilliki fitur *Event dan Disturbance Fault Recorder (DFR)*, yang fungsinya mencatat semua kejadian yang dirasakan oleh relai baik dalam kondisi sistem normal, ketika gangguan dan setelah gangguan. *Output* dari DFR yaitu berupa *oscilographic* yang menampilkan grafik sinusoidal analog tegangan dan arus, perubahan *binary input* dan *binary output*, durasi terjadinya hubung singkat, dan parameter lain yang dibutuhkan dalam menganalisa suatu kejadian gangguan [13].



Gambar 3. Osilograf DFR

Khususnya untuk penelitian kualitatif, waktu dan tempat penelitian perlu dituliskan secara jelas (untuk penelitian kuantitatif, juga perlu). Target/subjek penelitian (untuk penelitian kualitatif) atau populasi-sampel (untuk penelitian kuantitatif) perlu diurai dengan jelas dalam bagian ini [10].

Relai numerik memiliki fitur *fault locator* berbasis impedansi. *Fault locator* berbasis impedansi adalah fitur yang tersedia di relai proteksi numerik untuk menentukan lokasi gangguan *(fault)* yang terjadi pada saluran transmisi. *Fault locator* berbasis impedansi ini bekerja dengan mengukur perubahan impedansi pada saluran transmisi listrik saat terjadi gangguan. Fitur ini memanfaatkan sensor arus dan sensor tegangan yang secara kontinu memonitor kondisi listrik di saluran transmisi. Ketika terjadi gangguan, alat ini mengukur nilai arus dan tegangan yang terjadi tepat pada waktu gangguan dan menggunakan data tersebut untuk menghitung impedansi. Dengan menggunakan model matematis dari saluran transmisi, *fault locator* kemudian mengestimasi lokasi gangguan berdasarkan perbedaan impedansi yang terukur dibandingkan dengan kondisi normal [14].

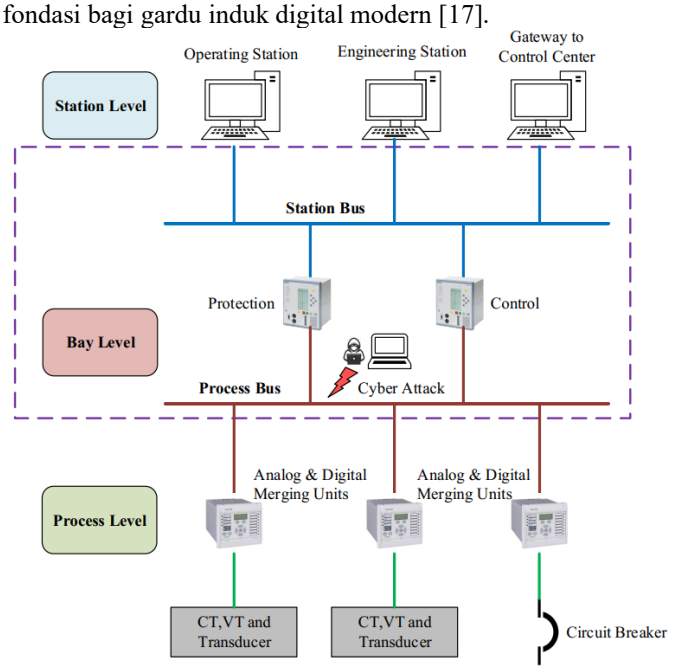
2) Protokol Komunikasi IEC 61850

IEC 61850 adalah standar internasional untuk desain otomatisasi gardu induk. IEC 61850 merupakan salah satu bagian dari standarisasi protokol dan *smart grid* yang diatur oleh *International Electrotechnical Commission (IEC).* Protokol ini dapat berjalan melalui jaringan TCP/IP atau jaringan LAN pada gardu induk yang menggunakan *Ethernet Switch* berkecepatan tinggi agar waktu tunda/*delay* pertukaran informasi atau data antara relai proteksi itu kurang dari empat milidetik [15].

Sistem otomatisasi pada gardu induk telah menggunakan berbagai protokol komunikasi, namun setiap protokol hanya kompatibel dengan satu merk tertentu, yang dapat menyebabkan monopoli bisnis. Untuk mengatasi hal ini, pada tahun 1995, sebuah grup proyek IEC yang terdiri dari 60 anggota dari berbagai negara bekerja untuk menciptakan IEC 61850. Protokol ini dirancang untuk memungkinkan interoperabilitas antar perangkat otomatisasi dari berbagai vendor [16].

Arsitektur IEC 61850 dirancang untuk menstandarisasi dan mengoptimalkan komunikasi serta interoperabilitas dalam sistem otomasi gardu induk. Ini memfasilitasi interaksi yang lancar antara berbagai *Intelligent Electronic Device (IED)* dengan menggunakan protokol komunikasi seragam di berbagai peralatan dari produsen yang berbeda. Arsitektur ini mendukung fungsi akuisisi data, kontrol, proteksi, dan pemantauan melalui struktur hierarkis yang mencakup *substation level*, *bay level*, dan *process level*. Data ditukar

menggunakan layanan komunikasi standar seperti *MMS (Manufacturing Message Specification)* dan *GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)* dengan kecepatan tinggi dan andal. Sistem ini meningkatkan fleksibilitas dan memungkinkan pemantauan serta kontrol yang luas, menjadi fondasi bagi gardu induk digital modern [17].



Gambar 4. Hierarki protokol IEC 61850

Peralatan primer, kontrol, dan proteksi di gardu induk dimodelkan dalam berbagai *logical node* yang dikelompokkan dalam *logical device*. *Logical nodes* ini mencakup data atau fungsi yang terkait dengan *logical device* (LLNO) dan *physical device* (LPHD). Dalam protokol IEC 61850, terdapat beberapa skema pelaporan untuk melaporkan data dari *server* ke klien atau antar relai, yaitu *Buffered Report Control Block* (BRCB) dan *Unbuffered Report Control Block* (URCB). Skema ini memungkinkan transfer data yang efisien dan terstruktur antara perangkat-perangkat yang terhubung dalam sistem [18].

Metode pengiriman data antar perangkat atau relai dalam protokol IEC 61850 dilakukan secara *peer-to-peer* dan disebut *Generic Substation Event* (GSE). GSE terbagi menjadi dua jenis, yaitu *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) yang menggunakan metode *subscribe* dan *publish*, serta *Generic Substation State Event* (GSSE) yang menggunakan metode *broadcast* satu arah. Protokol ini juga mengelompokkan *event* dan data dari relai proteksi, memudahkan enjiner pemeliharaan untuk memilih data yang akan digunakan, melalui *Setting Group Control Blocks* (SCGB) [18].

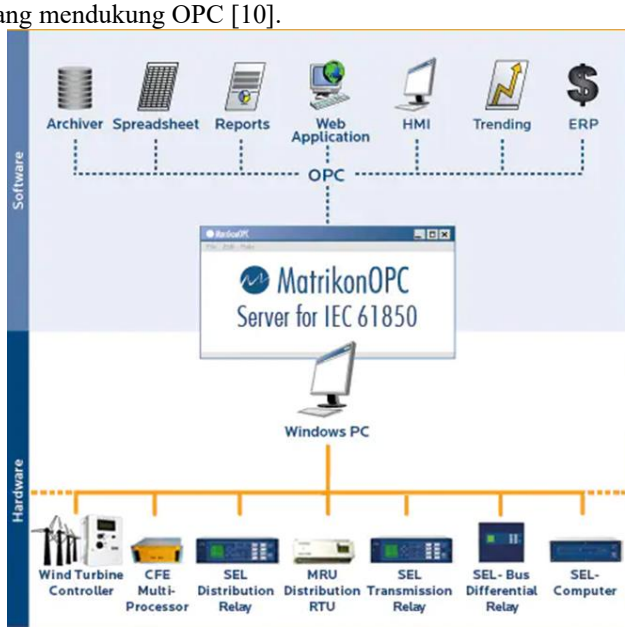
Untuk mengirimkan data analog seperti tegangan dan arus, protokol IEC 61850 menggunakan metode *Sampled Value Transfer*, dengan data yang disimpan dalam *Sampled Value Control Blocks* (SVCB). Selain itu, protokol ini memungkinkan perintah langsung *(direct command)* atau perintah berjenjang (*select before operate/SBO*), dilengkapi dengan sistem keamanan normal maupun berlapis, untuk memastikan pengoperasian yang aman dan andal antara perangkat-perangkat dalam sistem [19].

Semua konfigurasi dalam protokol IEC 61850, seperti *sampled value*, *reporting scheme*, GOOSE, GSSE, SCGB, dan *commands*, disimpan dalam format digital *Substation Configuration Language* (SCL) yang menggunakan tabel XML. Namun, *digital substation* yang menggunakan protokol IEC 61850 rentan terhadap serangan *cyber seperti Man-in-the-Middle* dan *Denial of Service* (DoS), serta kerentanan perangkat lunak pada *Intelligent Electronic Devices* (IEDs). Untuk melindungi sistem dari ancaman ini, diperlukan enkripsi yang kuat, autentikasi, deteksi intrusi, dan manajemen keamanan berkelanjutan [19].

3) *Open Platform Communications* (OPC)

OPC *(Open Platform Communications)* adalah standar industri yang dikembangkan oleh OPC Foundation dan dibuat untuk memfasilitasi pertukaran data dalam sistem otomasi industri. Tujuan utama dari OPC adalah untuk menyediakan metode yang efektif dan standar untuk komunikasi antar berbagai perangkat keras dan perangkat lunak, memungkinkan interoperabilitas antara produk dari berbagai vendor tanpa memerlukan penyesuaian khusus atau perantara. OPC UA *(Open Platform Communications Unified Architecture)* adalah protokol komunikasi untuk pertukaran data otomasi industri yang dirancang untuk interoperabilitas antara berbagai sistem kontrol, perangkat, dan perangkat lunak di lingkungan industri. OPC UA merupakan pengembangan dari OPC yang dirancang untuk memberikan lebih banyak keamanan dan fleksibilitas pengoperasiannya [20].

Ada beberapa penggunaan OPC yang bisa diintegrasikan dengan berbagai protokol lain yang digunakan oleh peralatan yang dipasang di gardu induk, salah satunya adalah OPC *Server* untuk protokol IEC 61850. OPC *Server* untuk IEC 61850 adalah aplikasi atau platform perangkat lunak yang bertindak sebagai penghubung antara sistem yang mengimplementasikan standar IEC 61850 dan aplikasi yang menggunakan teknologi OPC. Ini memungkinkan integrasi data dari sistem berbasis IEC 61850 ke dalam sistem otomasi gardu induk yang lebih luas yang mendukung OPC [10].



Gambar 5. Arsitektur OPC untuk protocol IEC 61850

4) Telegram API

Telegram adalah aplikasi pesan instan yang mendukung pengiriman pesan rahasia dengan enkripsi *end-to-end* untuk keamanan. Selain mengirim gambar, video, dan dokumen dengan berbagai ekstensi, Telegram juga memungkinkan pengiriman lokasi. Telegram dikenal cepat, ringan, bebas iklan, dan memiliki fitur *bot* gratis. Antarmuka pengguna yang mudah digunakan dan kemampuan untuk menampung banyak anggota dalam satu grup menjadikan Telegram pilihan populer untuk mengirim pesan teks, gambar, dan dokumen.

API *(Application Programming Interface)* memungkinkan pengembang mengintegrasikan berbagai bagian aplikasi atau aplikasi yang berbeda. Telegram *bot* adalah akun khusus yang tidak memerlukan nomor ponsel untuk registrasi. Dengan API Telegram, pengembang dapat menghubungkan program berbasis *Windows* dan mengirimkan data hasil pengolahan program tersebut kepada pengguna Telegram lain melalui pesan pribadi atau grup [11].

B. Penelitian Eksperimental

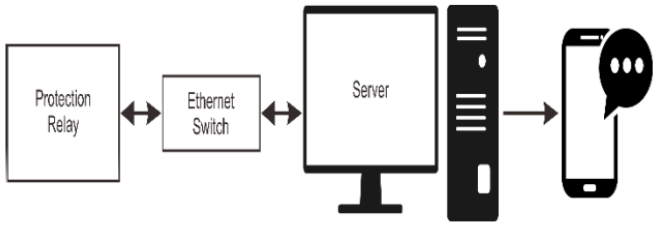
Tempat penelitian akan mengambil relai proteksi yang terpasang di salah satu Unit Layanan Transmisi dan Gardu Induk (ULTG) yang memiliki histori gangguan transmisi dan gardu induk lebih banyak dibandingkan dengan ULTG lainnya, yaitu ULTG Cirebon yang lokasinya berada di tempat yang sama dengan kantor UPT Cirebon. Untuk melakukan uji coba dilakukan dengan relai proteksi yang berada di lab proteksi pemeliharaan peralatan proteksi yang berada di kantor ULTG Cirebon.

Proses pengumpulan data dilakukan dengan melakukan survei ke lapangan terkait merk dan tipe relai proteksi yang terpasang di gardu induk. Data konfigurasi LED bisa didapatkan dengan cara mengambil data *setting* dan *logic* yang ada di relai numerik. Untuk data panjang saluran transmisi bisa didapatkan dengan mengambil data dari aplikasi pengelolaan inspeksi transmisi dan gardu induk yang digunakan di UPT Cirebon, yaitu aplikasi New Srintami.

Metode analisis menggunakan perbandingan data waktu yang dibutuhkan untuk melaporkan gangguan antara penggunaan laporan eksisting yang dilakukan secara manual oleh petugas operator gardu induk dengan pelaporan yang dikembangkan melalui penelitian ini. Selain itu juga dibandingkan isi dan kesesuaian pelaporan gangguan antara metode keduanya.

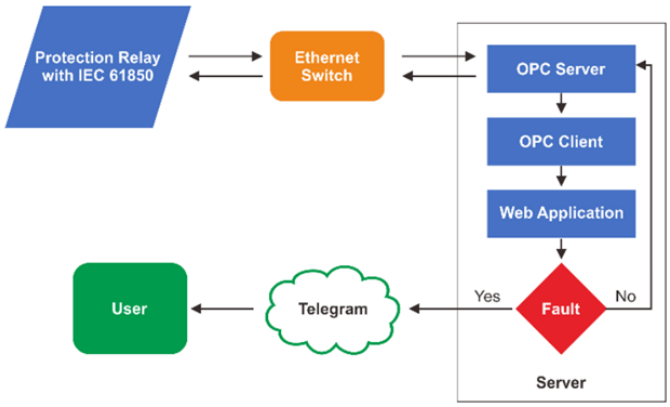
IV. Hasil dan Analisa

Tantangan utama dalam merealisasikan sistem informasi gangguan secara realtime adalah membangun komunikasi antara relai proteksi dan server berbasis *Windows*, agar informasi gangguan langsung diambil dari relai tanpa pencatatan manual oleh operator. Relai proteksi numerik di PLN UPT Cirebon menggunakan protokol komunikasi IEC 61850 dengan port RJ45 atau fiber optik. Langkah awal adalah menghubungkan semua relai numerik ke jaringan lokal gardu induk yang terisolasi melalui *switch hub* RJ45 yang dapat dikonfigurasi dan dilengkapi *firewall* untuk keamanan. Selanjutnya, *server* berbasis *Windows* diinstal pada jaringan terisolasi ini untuk mengolah data dari relai proteksi dan mengirim hasilnya melalui pesan instan Telegram.



Gambar 6. Diagram komunikasi relai proteksi

Server di kantor UPT atau ULTG diinstal dengan program seperti OPC *Server* untuk protokol IEC 61850, OPC *Client*, aplikasi pengolahan data berbasis web, dan SQL. Relai proteksi numerik yang terhubung ke jaringan intranet dikonfigurasi agar dapat dibaca oleh OPC *Server*. Setelah komunikasi antara relai dan OPC *Server* berhasil, OPC *Client* dapat melihat dan mengambil *event* dan data dari relai proteksi. *Event* yang diperlukan untuk menganalisis gangguan dipilih dan diarsipkan dalam *database*, yang kemudian diolah oleh aplikasi berbasis web. Jika aplikasi mendeteksi gangguan, data gangguan tersebut dikirimkan kepada tim pemeliharaan dan tim asesmen melalui pesan instan Telegram.



Gambar 7. Alur aplikasi sistem informasi gangguan

Seluruh relai numerik di gardu induk yang akan diintegrasikan dengan sistem pelaporan gangguan perlu penyesuaian *setting*, termasuk IP *address* dan *logic* untuk *mapping event*. Dalam penelitian ini, digunakan relai proteksi Alstom Micom *Series* dan ABB Relion *Series*, yang dikonfigurasi menggunakan *software* Micom S1 Agile dan ABB PCM *(Protection and Control IED Manager)*. Relai proteksi harus terhubung dengan jaringan intranet atau lokal yang sama dengan *server* di kantor ULTG Cirebon. Masing-masing gardu induk memiliki segmentasi IP *address*, sehingga perlu penyesuaian *setting* IP *address* pada setiap relai proteksi agar sesuai dengan segmentasi tersebut. Setelah dilakukan penyesuaian *setting* IP *address* maka kita perlu melakukan pengujian koneksi tersebut dari komputer *sever*, dengan cara pengujin *ping* dan pengujian *test connection* menggunakan *software* IED Scout dari Omicron.

Relai proteksi numerik memiliki *event* internal bawaan yang bisa langsung dikonfigurasi ke dalam sistem informasi gangguan yang terdapat dalam *Manufactur Message Specification* (MMS), tetapi jika kita membutuhkan *event* tambahkan yang sebelumnya tidak ada di *logical nodes* MMS

tersebut, kita bisa membuat *event* tambahan di dalam *logic* internal relai tersebut. Semua pabrikan relai menyediakan fitur *virtual output* yang bisa kita konfigurasi dalam *logic* relai-relai tersebut. Penjelasan dan daftar event tersebut bisa didapatkan dalam setiap buku manual relai yang bisa kita unduh di *website* masing-masing pabrikan relai. Seperti contohnya untuk MiCom *Series*, *event* untuk elemen proteksi *Distance Trip* atau *Operated* itu ada di *logical nodes* DisPDIS1\St.Op [21]. Untuk ABB Relion series elemen proteksi *Distance Trip* atau *Operated* ada di logical nodes FDPSPDIS1\Fwd\St.Op [22].

Tabel 1. Daftar event untuk relai MiCom series

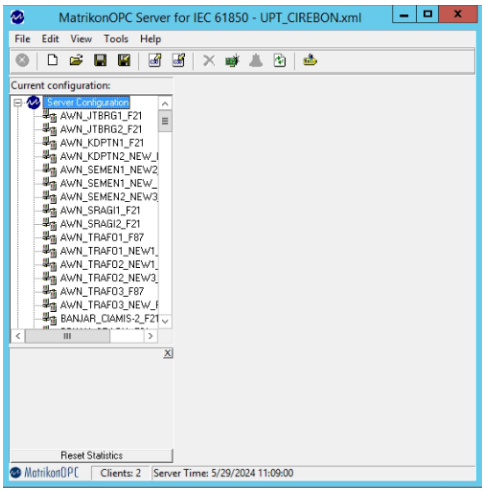
No	Physical Device	Logical Device	Logical Node	Data Object	Attribute	Keterangan
1	P442/P443	Control	ArcRREC1	ST->Op	t	Autoreclose Command / AR Success
2	P442/P443	Control	XCBR1	ST->Pos	stVal	Status CB phasa R
3	P442/P443	Control	XCBR2	ST->Pos	stVal	Status CB phasa S
4	P442/P443	Control	XCBR3	ST->Pos	stVal	Status CB phasa T
5	P442/P443	Protection	DisPDIS1	ST->Op	t	Zone 1 Operate
6	P442/P443	Protection	DisPDIS2	ST->Op	t	Zone 2 Operate
7	P442/P443	Protection	DisPDIS3	ST->Op	t	Zone 3 Operate
8	P442/P443	Protection	DisPSCH1	ST->ProRx	t	Distance Receive
9	P442/P443	Protection	DisPSCH1	ST->ProTx	t	Distance Sending
10	P442/P443	Protection	SofPSOF1	ST->Op	t	SOTF Trip
11	P442/P443	Protection	TorPSOF1	ST->Op	t	TOR Trip
12	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltDiskm	mag.f	Fault Locator
13	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltA	phsA.cVal.mag.f	IR (Jika IED 61850-2)
14	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltA	phsB.cVal.mag.f	IS (Jika IED 61850-2)
15	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltA	phsC.cVal.mag.f	IT (Jika IED 61850-2)
16	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltINMea	mag.f	IN (Jika IED 61850-2)
17	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltPhV	phsA.cVal.mag.f	VR (Jika IED 61850-2)
18	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltPhV	phsB.cVal.mag.f	VS (Jika IED 61850-2)
19	P442/P443	Records	RFLO1	MX->FltPhV	phsC.cVal.mag.f	VT (Jika IED 61850-2)
20	P442/P443	Systems	LedGGIO1	ST->Ind1	stVal	Fasa R
21	P442/P443	Systems	LedGGIO1	ST->Ind2	stVal	Fasa S
22	P442/P443	Systems	LedGGIO1	ST->Ind3	stVal	Fasa T

Tabel 2. Daftar event untuk relai Relion series

No	Physical Device	Logical Device	Logical Node	Data Object	Attribute	Keterangan
1	REL670	LDO	FDPSPDIS1	StrFwdPhA	t	Fasa R
2	REL670	LDO	FDPSPDIS1	StrFwdPhB	t	Fasa S
3	REL670	LDO	FDPSPDIS1	StrFwdPhC	t	Fasa T
4	REL670	LDO	LMBRFLO1	MX->FltDiskm	mag.f	Fault Locator
5	REL670	LDO	SMBRREC1	ST->Op	t	Autoreclose Command / AR Success
6	REL670	LDO	ECPSCH1	ST->ProRx	t	Distance Receive
7	REL670	LDO	ECPSCH1	ST->ProTx	t	Distance Sending
8	REL670	LDO	ZMQPDIS1	ST->Op	t	Zone 1 Operate
9	REL670	LDO	ZMQAPDIS2	ST->Op	t	Zone 2 Operate
10	REL670	LDO	ZMQAPDIS3	ST->Op	t	Zone 3 Operate

Secara umum konfigurasi alur dari sistem informasi gangguan ini dibagi menjadi 3 bagian, yaitu Pembuatan *database server* IEC 61850 menggunakan OPC *Server*, pembuatan *database event* gangguan menggunakan OPC *Client*, pembuatan *database* pengolahan *event* dari OPC *Client* ke Telegram menggunakan aplikasi berbasis web.

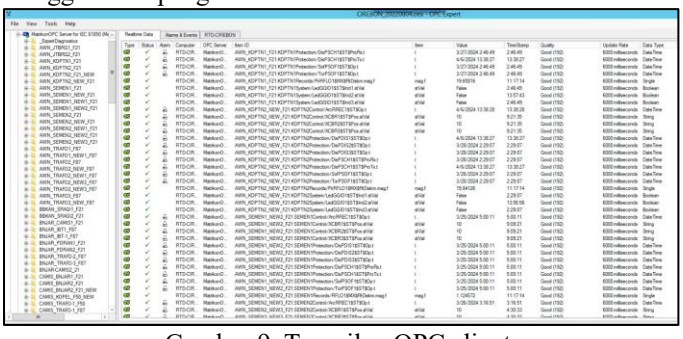
Data yang dikirim oleh relai numerik merupakan data *Manufacture Message Spesification* (MMS) menggunakan protokol IEC 61850. Salah satu *software* yang bisa mengambil data dari protokol IEC 61850 itu adalah OPC *server*. *Server* ini menghubungkan beberapa relai numerik dengan OPC *client*. Data yang bisa dihubungkan antara keduanya sangat beragam termasuk salah satunya adalah *event* - *event* ketika terjadi gangguan.



Gambar 8. Tampilan OPC Server

Pada gambar di atas bagian kiri merupakan daftar relai yang sudah dimasukan ke dalam OPC *server*, sehingga relai-relai tersebut bisa dimonitor datanya melalui OPC *client*.

Database OPC *client* mengambil data dari relai proteksi melalui *server* IEC 61850 yang sudah dikonfigurasi sebelumnya. Data yang diambil kemudian dijadikan arsip kedalam suatu *database* sql untuk selanjutnya dioleh menggunakan pengolahan data berbasis web.



Gambar 9. Tampilan OPC client

Pada gambar di atas, bagian sebelah kiri merupakan daftar peralatan yang sudah terinstal di *server* IEC 61850. Untuk

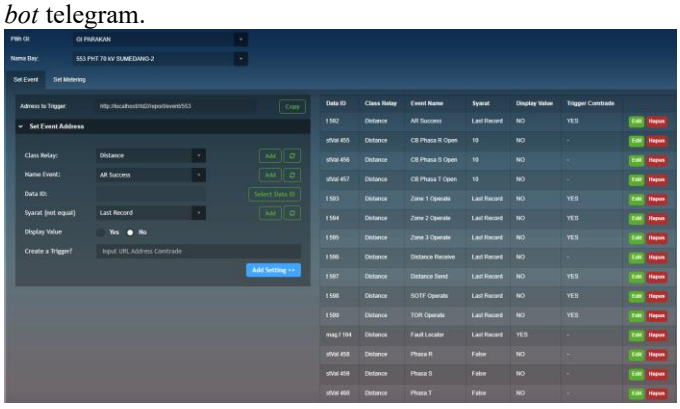
mengakses *event* - *event* yang ada dalam relai proteksi. Untuk menambahkan *event* yang akan diambil kedalam *database* informasi gangguan, kita tinggal *expand* menu yang berada disebelah kiri dan menggesernya ke kolom bagian kanan. Kolom bagian kanan merupakan daftar *event* yang sudah ditambahkan ke OPC *client* yang selanjutnya akan diarsipkan kedalam *database* sql.

Relai proteksi numerik memiliki fitur fault locator internal, yaitu fitur untuk menghitung nilai impedansi gangguan yang kemudian dikonversi menjadi satuan kilometer jarak dari gardu induk ke titik gangguan di transmisi. Berdasarkan data koordinat tower yang diambil dari data aplikasi new srintami, kita bisa langsung memperkirakan titik gangguan berupa titik tower yang datanya diambil dari titik koordinat tower-tower yang terpasang di transmisi. Data tersebut kita import ke dalam aplikasi web sebagai dasar titik tower yang terintegrasi terhadap data bay penghantar dari *database* aplikasi web *server*.

Tabel 3. Database titik koordinat tower

NO	GARDU INDUK	PENGHANTAR	NOMOR PERALATAN	SITE LATITUDE	SITE LONGITUDE	NAMA GROUND PATROL	JARAK SPAN	LATITUDE, LONGITUDE
1	GI 70KV PARAKAN	GI 70KV PARAKAN		-6.8336306	108.1027343			-6.8336306, 108.1027343
2	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0001	001-A	-6.83377387	108.10258375	SUHENDANG	0.01763017	-6.83377387,108.10258375
3	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0002	002-A	-6.8314653262	108.0984215181	SUHENDANG	0.52710943	-6.8314653262,108.09842181
4	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0003	003-A	-6.8294570941550415	108.09372144484904	SUHENDANG	0.36150941	-6.8294570941550415,108.09372144484904
5	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0004	004-D	-6.831351392	108.09192519	SUHENDANG	0.20042036	-6.831361392,108.091925519
6	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0005	005-D	-6.8323691469	108.0906795552	SUHENDANG	0.17759739	-6.8323691469,108.0906795552
7	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0006	006-D	-6.8334972672	108.0892225514	SUHENDANG	0.20439352	-6.8334972672,108.0892225514
8	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0007	007-D	-6.8354753564	108.0869695115	SUHENDANG	0.35901733	-6.8354753564,108.0869695115
9	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0008	008-D	-6.837 12814	108.084527906	SUHENDANG	0.30154858	-6.83712814,108.084527906
10	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0009	009-D	-6.8385896087	108.08274759	SUHENDANG	0.25531737	-6.8385896087,108.08274759
11	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0010	010-D	-6.8409729876	108.0706327707	SUHENDANG	0.43462089	-6.8409729876,108.0706327707
12	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0011	011-D	-6.8437982327	108.0701599647	SUHENDANG	0.46215449	-6.8437982327,108.0701599647
13	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0012	012-D	-6.8450312689	108.074348523	SUHENDANG	0.24956957	-6.8450312689,108.074348523
14	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0013	013-D	-6.8466978427	108.0722342453	SUHENDANG	0.29840612	-6.8466978427,108.0722342453
15	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0014	014-A	-6.848717777	108.069640808	SUHENDANG	0.36805434	-6.848717777,108.069640808
16	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0015	015-D	-6.8467381656	108.0674504449	SUHENDANG	0.24211811	-6.8467381656,108.0674504449
17	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0016	016-D	-6.847150487	108.0647322281	SUHENDANG	0.30042025	-6.847150487,108.0647322281
18	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0017	017-D	-6.8485380057	108.0629007252	SUHENDANG	0.20380725	-6.8485380057,108.0629007252
19	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0018	018-D	-6.8466172985	108.060021484	WANTO EKO	0.31835418	-6.8466172985,108.060021484
20	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0019	019-D	-6.8466384209	108.0575508087	WANTO EKO	0.27760745	-6.8466384209,108.0575508087
21	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0020	020-D	-6.8466214096	108.0544431E	WANTO EKO	0.33656215	-6.8466214096,108.0544431E
22	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0021	021-D	-6.8463948428	108.0523523378	WANTO EKO	0.23151339	-6.8463948428,108.0523523378
23	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0022	022-D	-6.8463892269	108.0493831916	WANTO EKO	0.32831769	-6.8463892269,108.0493831916
24	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0023	023-D	-6.8463945914	108.0461134682	WANTO EKO	0.35997952	-6.8463945914,108.0461134682
25	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0024	024-D	-6.8464024978	108.0434594215	WANTO EKO	0.29204599	-6.8464024978,108.0434594215
26	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0025	025-A	-6.8463379459	108.040737491	WANTO EKO	0.35618993	-6.8463379459,108.040737491
27	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0026	026-D	-6.8463526818	108.0385636064	WANTO EKO	0.23226574	-6.8463526818,108.0385636064
28	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0027	027-D	-6.8465563621	108.0360585126	WANTO EKO	0.28562834	-6.8465563621,108.0360585126
29	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0028	028-D	-6.8467765018	108.0332934861	WANTO EKO	0.34656785	-6.8467765018,108.0332934861
30	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0029	029-D	-6.8469703443	108.0306265364	WANTO EKO	0.29628479	-6.8469703443,108.0306265364
31	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0030	030-D	-6.8469901217	108.027464831	WANTO EKO	0.30929429	-6.8469901217,108.027464831
32	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0031	031-D	-6.8492158502	108.0253545794	WANTO EKO	0.31256377	-6.8492158502,108.0253545794
33	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0032	032-D	-6.8493899714	108.0225929286	WANTO EKO	0.33603431	-6.8493899714,108.0225929286
34	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0033	033-D	-6.8494278568945325	108.02054929825301	WANTO EKO	0.21804977	-6.8494278568945325,108.02054929825301
35	GI 70KV PARAKAN	TOWER SUTT 70KV PRKAN-SMDNG #0034	034-D	-6.8495418224	108.017830169	WANTO EKO	0.30131949	-6.8495418224,108.017830169

Data yang sudah diarsipkan ke dalam *database* sql kemudian diolah dengan menggunakan *server* berbasis web yang kemudian ekstrak data tersebut akan dikirimkan melalui *bot* pesan instan telegram. Dalam web pengolahan data ini kita harus menambahkan data Gardu Induk, data Bay, dan pemilihan *database* sql untuk masing - masing bay peralatan. Selanjutnya adalah *setting addressing* untuk masing - masing *event* dari beberapa relai dalam satu bay peralatan untuk pemilihan dan penamaan informasi gangguan yang nantinya akan dikirim oleh *bot* telegram.



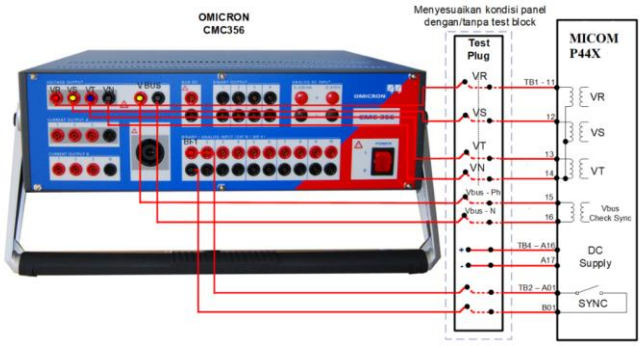
Gambar 10. Interface aplikasi berbasis web

Pada gambar di atas, diisi *class relay*/jenis relai, nama *event*, data ID yang sesuai dengan MMS *event* yang sebelumnya sudah ditambahkan, syarat *event* tersebut valid, display value, dan *create trigger* atau tidak. Data yang diambil pada bagian ini sesuai dengan tabel 1 dan tabel 2 atau menyesuaikan dengan relai numerik yang terpasang di gardu induk tersebut.

Setelah semua terkonfigurasi dengan benar dan komunikasi antara perangkat dan aplikasi sudah terhubung, termasuk pengisian data *event* di aplikasi web sudah selesai, selanjutnya adalah melakukan pengujian sistem informasi gangguan dengan relai numerik yang ada di laboratorium proteksi kantor ULTG Cirebon.

Pengujian ini dilakukan dengan cara memberikan simulasi gangguan ke relai numerik seolah-olah terjadi gangguan di sistem transmisi. Alat yang digunakan untuk melakukan simulasi ini adalah injeksi sekunder merek Omicron tipe CMC 356. *Software* yang digunakan adalah *Omicron Test Universe*.

Relai numerik yang dilakukan uji simulasi ini adalah relai proteksi penghantar dengan jenis relai distance merek Alstom tipe Micom P443. Relai proteksi dikonfigurasi dengan *setting* seolah-olah terpasang di GI Parakan arah Sumedang #2. Relai ini dihubungkan juga dengan *dummy CB* untuk kebutuhan status PMT. Relai *distance* yang dilakukan simulasi diaktfikan juga fungsi *autoreclose*-nya sehingga kita bisa lakukan percobaan sistem *autoreclose*.

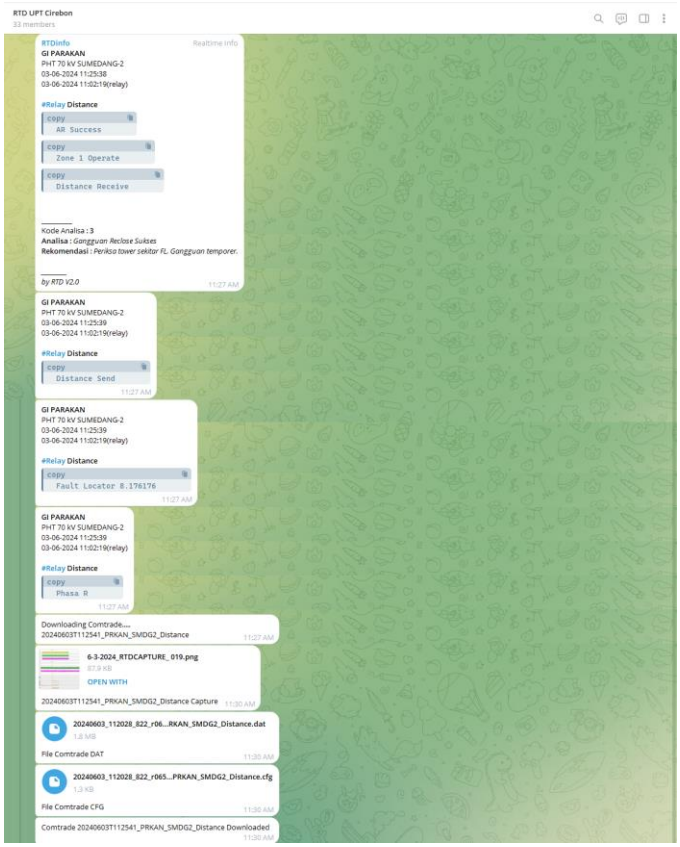


Gambar 11. Koneksi alat uji simulasi gangguan Omicron CMC 356

Pengujian yang pertama adalah kita melakukan simulasi gangguan di transmisi SUTT 70kV Parakan – Sumedang #2 dengan fasa yang terganggu adalah fasa R-N zone 1.

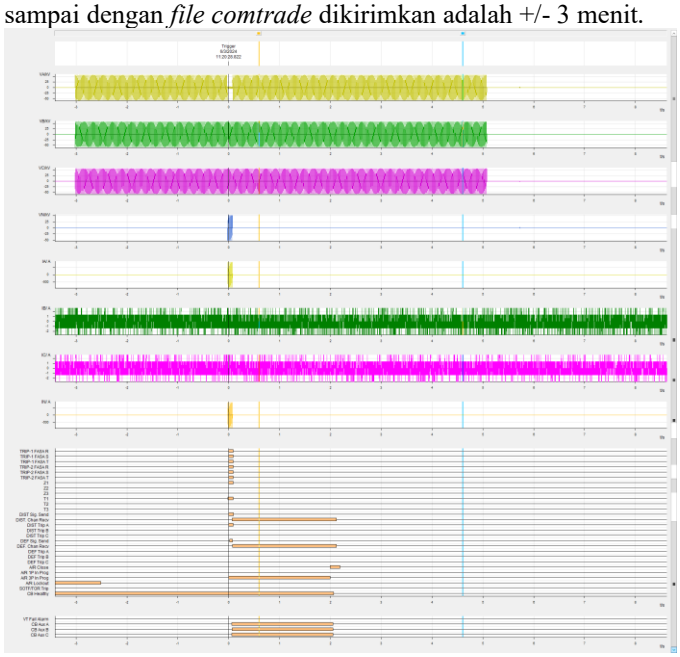
Gambar 12. Pengujian relai distance zone 1 fasa R-N

Gambar di atas merupakan tampilan dari *software* Omicron Test Universe modul *State Sequencer* yang menunjukan pengujian dilakukan dengan menginjeksikan arus dan tegangan simulasi sehingga didapatkan nilai impedansi gangguan 25% dari impedansi saluran di transmisi pada fasa R zone 1.



Gambar 13. Hasil pengujian zone 1 fasa R-N

Gambar di atas merupakan *screenshoot* dari pesan instan telegram yang dikirimkan oleh *bot* sistem informasi gangguan kedalam telegram grup UPT Cirebon. Pesan yang dikirimkan meliputi : *Phasa R, AR Success, Zone 1 Operate, Distance Receive, Distance Send, Fault Locator 8.176176 km*, dan *file comtrade* atau DFR beserta hasil *screenshoot* dari tampilan DFR-nya. Total waktu yang dibutuhkan dari waktu gangguan sampai dengan *file comtrade* dikirimkan adalah +/- 3 menit.

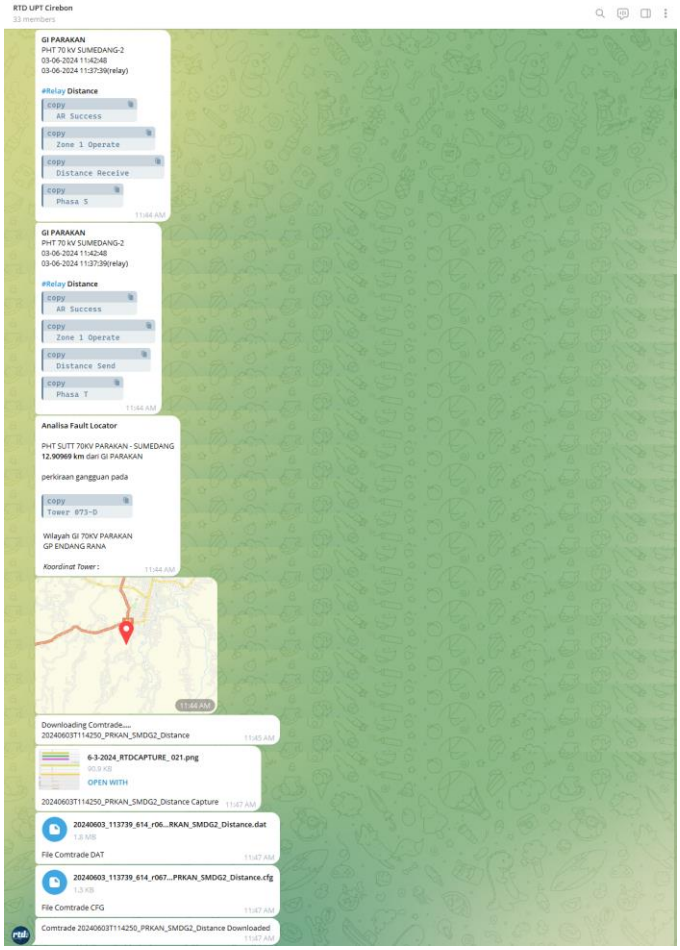


Gambar 14. Hasil screenshoot DFR uji zone 1 fasa R-N

Pengujian yang kedua adalah kita melakukan simulasi gangguan di transmisi SUTT 70kV Parakan – Sumedang #2 dengan fasa yang terganggu adalah fasa S-T zone 1.

Gambar 15. Pengujian relai distance zone 1 fasa S-T

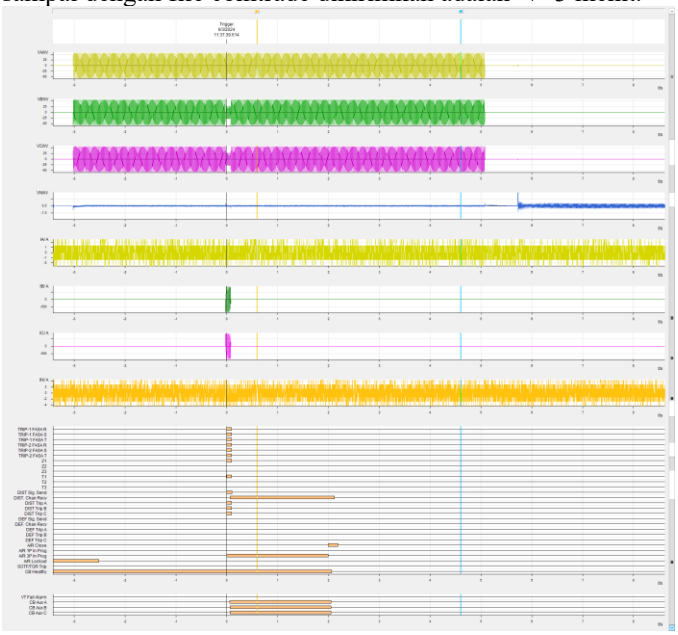
Gambar di atas merupakan tampilan dari *software* Omicron Test Universe modul *State Sequencer* yang menunjukan pengujian dilakukan dengan menginjeksikan arus dan tegangan simulasi sehingga didapatkan nilai impedansi gangguan 55% dari impedansi saluran di transmisi pada fasa S-T zone 1.



Gambar 16. Hasil pengujian zone 1 fasa S-T

Gambar di atas merupakan *screenshoot* dari pesan instan telegram yang dikirimkan oleh *bot* sistem informasi gangguan kedalam telegram grup UPT Cirebon. Pesan yang dikirimkan meliputi : *Phasa S, Phasa T, AR Success, Zone 1 Operate,*

Distance Receive, Distance Send, Fault Locator 12.90969 km, perkiraan titik tower yang terganggun beserta *link* koordinat yang bisa dibuka melalui aplikasi peta seperti *Google Maps* dan *file comtrade* atau DFR beserta hasil *screenshoot* dari tampilan DFR-nya. Total waktu yang dibutuhkan dari waktu gangguan sampai dengan file comtrade dikirimkan adalah +/- 3 menit.

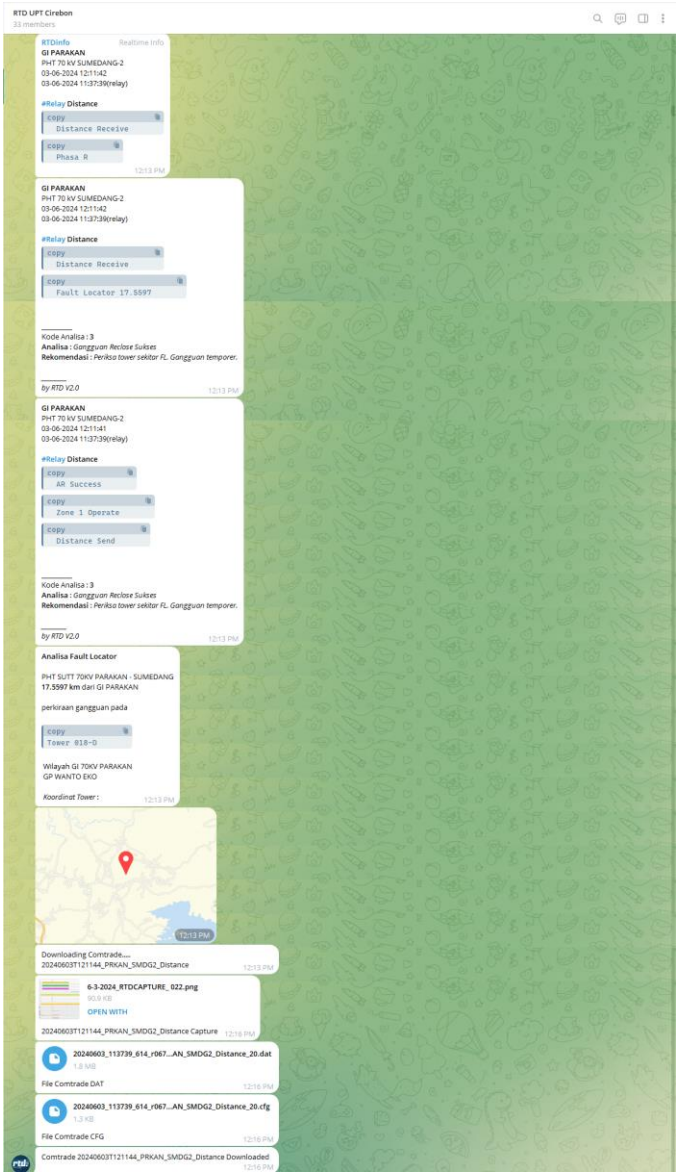


Gambar 17. Hasil screenshoot DFR uji zone 1 fasa S-T

Pengujian yang ketiga adalah kita melakukan simulasi gangguan di transmisi SUTT 70kV Parakan – Sumedang #2 dengan fasa yang terganggu adalah fasa R-N zone 1.

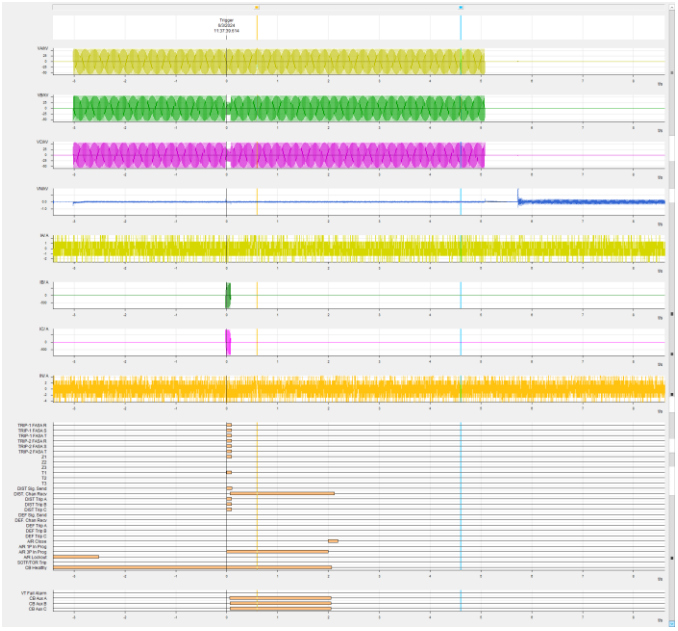
Gambar 18. Pengujian relai distance zone 1 fasa R-N

Gambar di atas merupakan tampilan dari software Omicron Test Universe modul *State Sequencer* yang menunjukan pengujian dilakukan dengan menginjeksikan arus dan tegangan simulasi sehingga didapatkan nilai impedansi gangguan 85% dari impedansi saluran di transmisi pada fasa R-N zone 1.



Gambar 19. Hasil pengujian zone 1 fasa R-N

Gambar di atas merupakan *screenshoot* dari pesan instan telegram yang dikirimkan oleh bot sistem informasi gangguan kedalam telegram grup UPT Cirebon. Pesan yang dikirimkan meliputi : *Phasa R, AR Success, Zone 1 Operate, Distance Receive, Distance Send, Fault Locator 17.5597 km*, perkiraan titik tower yang terganggun beserta *link* koordinat yang bisa dibuka melalui aplikasi peta seperti *Google Maps* dan *file comtrade* atau DFR beserta hasil screenshoot dari tampilan DFR-nya. Total waktu yang dibutuhkan dari waktu gangguan sampai dengan file comtrade dikirimkan adalah +/- 3 menit.



Gambar 20. Hasil screenshoot DFR uji zone 1 fasa R-N

Setelah dilakukan percobaan pengujian sistem informasi gangguan dapat dilakukan evaluasi perbandingan waktu antara informasi gangguan dari sistem informasi gangguan *real-time* dan informasi gangguan yang dikirimkan oleh petugas JarGI.

Tabel 4. Perbandingan waktu sebelum dan sesudah implementasi

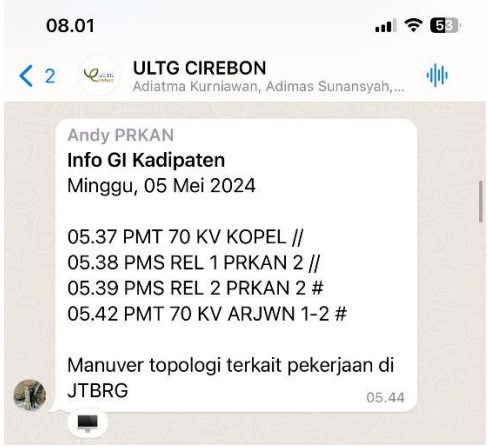
Sebelum Implementasi	Langkah Jika Terjadi Gangguan	Setelah Implementasi
10 Menit	Pencatatan info gangguan (LED, Anunsiator, Relai, dll)	0 Menit
10 Menit	Mengirimkan info gangguan ke WA grup atau telegram	1 Menit
120 Menit (GI Parakan)	*Download* DFR / *Comtrade files* relai	3 Menit
30 Menit	Analisa gangguan	30 Menit
170 Menit	Total waktu	34 Menit

Berdasarkan tabel perbandingan di atas terlihat bahwa terjadi pemangkasan waktu yang sangat signifikan dalam pengiriman informasi dan analisa gangguan yang menjadi satu masukan sebagai dasar dalam mengambil keputusan untuk melakukan penormalan ketika gangguan. Sebelum implementasi sistem informasi gangguan waktu yang dibutuhkan sampai dengan analisa gangguan adalah +/- 170 menit, sedangkan waktu yang dibutuhkan setelah implementasi adalah +/- 34 menit. Terdapat selisih sebesar +/- 136 menit.

Setelah sistem informasi gangguan ini terinstal dan terkonfigurasi di *server* UPT Cirebon untuk wilayah kerja ULTG Cirebon, kemudian dipantau sejauh mana efektifitas dan dilakukan evaluasi kecepatan data laporan yang disampaikan oleh sistem informasi gangguan ini dan dibandingkan dengan informasi yang disampaikan oleh petugas JarGI di masing-masing gardu induk, baik itu untuk kejadian gangguan maupun manuver perubahan topologi instalasi di gardu induk.

Setelah diimplementasikan sistem informasi gangguan ini, ada beberapa kejadian manuver sistem kelistrikan di gardu induk yang terekam dan dikirimkan informasi kejadian tersebut ke grup pesan instan telegram.

Berdasarkan pemantauan mulai dari tanggal 01 Mei 2024 sampai dengan tanggal 20 Juni 2024 terdapat 14 aktifitas manuver yang dilakukan di wilayah sub sistem kelistrikan ULTG Cirebon, salah satunya adalah manuver pekerjaan penggantian stringset di SUTT 70kV Kadipaten – Arjawinangun #2 pada tanggal 05 Mei 2024.



Gambar 21. Informasi manuver dari WA grup tanggal 05 Mei 2024

Berdasarkan gambar di atas, kejadian PMT dikeluarkan itu di jam 05:39 tetapi petugas JarGI baru mengirimkan informasi kejadian manuver tersebut di jam 07:44, artinya ada selisih +/- 5 menit dari kejadian PMT keluar sampai dengan informasi tersebut dikirimkan secara manual ke pesan instan *whatsapp group*.

Gambar 22. Informasi manuver dari telegram grup tanggal 05 Mei 2024

Berdasarkan gambar di atas, kejadian PMT dikeluarkan itu di jam 07:39 dan informasi manuver dikirim oleh sistem informasi gangguan di jam 07:40, artinya ada selisih +/- 1 menit dari kejadian PMT keluar sampai dengan informasi tersebut dikirimkan secara otomatis ke pesan instan *telegram group.*

Tabel 5. Perbandingan waktu sebelum dan sesudah untuk kejadian manuver

No	Tanggal	Kegiatan	Waktu Pelaporan Manual (menit)	Waktu Pelaporan Otomatis (menit)
1	05-05-2024	Penggantian Stringset	5	1
2	07-05-2024	Penggantian Stringset	9	2
3	08-05-2024	Penggantian Stringset	10	2
4	13-05-2024	Penggantian Stringset	10	1
5	16-05-2024	Penggantian Stringset	12	0
6	27-05-2024	Penggantian MTU	15	2
7	29-05-2024	Penggantian Stringset	10	1
8	03-06-2024	Penggantian Stringset	13	0
9	05-06-2024	Penggantian Stringset	56	1
10	08-06-2024	Penggantian Stringset	11	0
11	10-06-2024	Penggantian Stringset	10	2
12	11-06-2024	Penggantian Stringset	9	1
13	13-06-2024	Penggantian Stringset	11	1
14	14-06-2024	Penggantian Stringset	8	0
Jumlah (menit)			189	14
Rata-rata (menit)			13.5	1

Berdasarkan tabel di atas terlihat perbandingan waktu yang dibutuhkan untuk melaporkan kejadian manuver sistem secara manual oleh petugas JarGI dan secara otomatis oleh sistem informasi ini cukup signifikan, Dimana untuk laporan secara manual jumlah total waktu yang dibutuhkan untuk melaporkan 14 kejadian manuver tersebut adalah 189 menit dengan rata-rata waktu per kejadian sebanyak 13.5 menit, sedangkan untuk laporan secara otomatis oleh sistem informasi ini jumlah total waktu yang dibutuhkan untuk melaporakan 14 kejadian manuver tersebut adalah 14 menit atau rata-rata per kejadian adalah 1 menit.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan studi literatur mengenai relai proteksi, protokol IEC 61850, protokol OPC dan telegram API yang dilakukan oleh penulis dan percobaan pengujian simulasi gangguan pada relai proteksi yang tersedia di laboratorium proteksi ULTG Cirebon, serta pemantauan aktifitas manuver sistem tenaga listrik di wilayah ULTG Cirebon dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1) Implementasi sistem informasi gangguan secara otomatis terbukti meningkatkan efisiensi waktu secara signifikan dibandingkan dengan pelaporan manual. Rata-rata waktu pelaporan manual yang sebelumnya membutuhkan 13.5 menit per kejadian berhasil dikurangi menjadi hanya 1 menit per kejadian dengan sistem informasi gangguan secara otomatis ini.
2) Sistem informasi gangguan gangguan secara otomatis ini terbukti bisa melakukan pengambilan data rekaman gangguan *(comtrade files)* dari relai proteksi kurang dari 30 menit setelah gangguan, dengan waktu aktual pengiriman *comtrade file* tersebut selama +/- 3 menit.
3) Dengan adanya sistem pelaporan gangguan yang lebih cepat dan akurat, investigasi gangguan dapat dilakukan lebih cepat, sehingga durasi gangguan dapat dikurangi. Hal ini berkontribusi pada peningkatan kinerja TROD dan TLOD yang lebih mudah tercapai sesuai dengan target kontrak manajemen.

Disarankan untuk memperluas implementasi sistem informasi gangguan ini ke seluruh gardu induk dan saluran transmisi di wilayah kerja PT. PLN (Persero) UPT Cirebon. Hal ini akan membantu mengurangi waktu pelaporan gangguan sehingga durasi gangguan bisa menjadi lebih singkat. Mengingat risiko serangan siber yang dapat mengancam integritas sistem informasi gangguan, disarankan untuk mengembangkan dan mengimplementasikan langkah-langkah keamanan siber yang lebih kuat. Ini termasuk enkripsi data, autentikasi pengguna yang lebih ketat, dan pemantauan jaringan secara *real-time* untuk mendeteksi dan menangkal ancaman siber. Selain itu, disarankan untuk dilakukan penelitian dan pengembangan lebih lanjut terkait teknologi relai proteksi dan protokol komunikasi baru. Pemanfaatan teknologi terkini seperti kecerdasan buatan (AI) dan *machine learning* dalam analisis gangguan dapat menjadi fokus penelitian selanjutnya untuk meningkatkan kemampuan prediktif dan responsif sistem.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih banyak saya ucapkan kepada Bapak Dr. Tri Wahyu Adi, SE, MM yang telah memberikan petunjuk, saran-saran serta bimbingannya dalam penulisan jurnal ini sehingga jurnal ini bisa terselesaikan.

Terima kasih juga saya sampaikan kepada Bapak Yaya Supriman selaku Manager PT. PLN (Persero) UPT Cirebon yang sudah mengijinkan dan mendukung segala bentuk penelitian yang dilakukan dalam penulisan jurnal ini.

Terima kasih yang sama juga saya sampaikan terhadap tim editorial Jurnal Teknologi Elektro Mercubuana atas dipublikasikannya penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

[1] PLN UIT JBT, "BUKU STATISTIK PLN UNIT INDUK TRANSMISI JAWA BAGIAN TENGAH TAHUN 2022," Bandung, Jul. 2023.

[2] PLN UPT Cirebon, "Buku Pengusahaan UPT Cirebon Tahun 2022," Jan. 2023.

[3] PT. PLN (Persero) Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Tengah, *Pedoman Penilaian Monitoring dan Evaluasi Kinerja Organisasi Unit Pelaksana Transmisi*. 2023.

[4] PT. PLN (Persero) Unit Induk Transmisi Jawa Bagian Tengah, *Berita Acara Penyampaian Kinerja UPT Cirebon Desember 2022*. 2023.

[5] Y. Himri *et al.*, "A Review on Applications of the Standard Series IEC 61850 in Smart Grid Applications," in *Cyberphysical Smart Cities Infrastructures: Optimal Operation and Intelligent Decision Making*, wiley, 2021, pp. 197–253. doi: 10.1002/9781119748342.ch10.

[6] H. León, C. Montez, O. Valle, and F. Vasques, "Real-Time Analysis of Time-Critical Messages in IEC 61850 Electrical Substation Communication Systems," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 12, 2019, doi: 10.3390/en12122272.

[7] S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, and S. Islam, "Review of the Legacy and Future of IEC 61850 Protocols Encompassing Substation Automation System," *Electronics (Switzerland)*, vol. 12, no. 15. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI), Aug. 01, 2023. doi: 10.3390/electronics12153345.

[8] S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, and S. Islam, "Toward a Substation Automation System Based on IEC 61850," *Electronics (Switzerland)*, vol. 10, p. 310, 2021, doi: 10.3390/electronics.

[9] I. J. Shin, B. K. Song, and D. S. Eom, "Auto-mapping and configuration method of IEC 61850 information model based on OPC UA," *Energies (Basel)*, vol. 9, no. 11, Nov. 2016, doi: 10.3390/en9110901.

[10] S. Srinivasan, R. Kumar, and J. Vain, "Integration of IEC 61850 and OPC UA for Smart Grid automation," in *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2013*, 2013. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2013.6698789.

[11] M. Achamd and H. Bangbang, "IoT based Electrical Power distribution through Telegram Bot and Web Cloud," 2020. [Online]. Available: www.IJARIIT.com

[12] A. A. Shobole, M. Abafogi, A. Zaim, and Y. Amireh, "Multi agent system based adaptive numerical relay design and development, Part II: Hardware," *Electric Power Systems Research*, vol. 226, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109889.

[13] F. Ferro, O. Utterbäck, V. Gliniewicz, and L. Nordström, "Leveraging a service oriented architecture for automatic retrieval and processing of COMTRADE files for analysis needs of maintenance of circuit breakers," in *IET Conference Publications*, Institution of Engineering and Technology, 2020. doi: 10.1049/cp.2020.0086.

[14] F. V Lopes, K. Silva, B. Fernandes Küsel, K. M. Silva, and B. F. Küsel, "Parametric Analysis of Two-Terminal Impedance-Based Fault Location Methods," 2015. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/304074898

[15] A. A. Elbaset, Y. S. Mohamed, and A. N. A. Elghaffar, "IEC 61850 communication protocol with the protection and control numerical relays for optimum substation automation system," *Journal of Engineering Science and Technology Review*, vol. 13, no. 2, pp. 1–12, 2020, doi: 10.25103/jestr.132.01.

[16] Sugeng Riyanto, "History of IEC-61850 and why do we use this protocol?" Accessed: Apr. 02, 2024. [Online]. Available: https://www.sugengriyanto.com/history-of-iec-61850-and-why-do-we-use-this/

[17] H. León and O. Valle, "IEC 61850 Electrical Substation Communication Systems: Real-Time Analysis of Time-Critical Messages."

[18] N. Das, A. Haque, H. Zaman, S. Morsalin, and S. Islam, "Exploring the Potential Application of IEC 61850 to Enable Energy Interconnectivity in Smart Grid Systems," *IEEE Access*, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2017.Doi.

[19] V. Subramaniam Rajkumar, M. Tealane, A. Stefanov, and P. Palensky, "Cyber Attacks on Protective Relays in Digital Substations and Impact Analysis," *IEEE*.

[20] P. P. Nikiel, B. Farnham, V. Filimonov, and S. Schlenker, "Generic OPC UA server framework," in *Journal of Physics: Conference Series*, Institute of Physics Publishing, 2015. doi: 10.1088/1742-6596/664/8/082039.

[21] GE Grid Solutions, *MiCOM P40 Agile P443 MICS Model Implementation Conformance Statement-IEC 61850 Edition 2*, 91st ed., vol. P443-MC2-EN-2.1. 2022.

[22] Hitachi Energy, *Line Distance Protection REL670 Version 2.2 ANSI Application Manual*, 2.2 ANSI., vol. 2.2. 2024.