

Mengintegrasikan Adaptive Defense Scheme Ke Master Station Scada Pada Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali

Agus Harya Maulana

PT PLN (Persero) UPDL Semarang
maulana76@gmail.com

ABSTRACT

The success of SCADA and Defense Scheme system will take effect the operation of electric power system. However the two systems were stand alone in Java-Bali power system due to different development time and platform. At present in Java-Bali a modern Defense Scheme system is being built, that is called Adaptive Defense Scheme (ADS). ADS system has capability to communicate data between IEDs or relay, and between IEDs with ADS server. ADS server has also communication protocol such as IEC 60870-5-104. In a previous study it was found that the integration between two different systems was very possible, namely between PMU and SCADA. This paper will describe design of integration between ADS system with SCADA master station via communication routers that are commonly used to communicate with Remote Terminal Unit (RTU) based on IEC 60870-5-104. This integration will have financial and non financial effects on power system operation utility. Through this integration, data integrity will be obtained because of single data source, and investment and operation costs will be optimized because utility can avoid duplication of equipment functions. The integration of ADS system and SCADA will not affect the success rate of ADS because it is in different authority area.

Keywords: SCADA, Adaptive Defense Scheme, Integration

ABSTRAK

Keberhasilan sistem SCADA dan Defense Scheme akan berpengaruh terhadap pengaturan operasi sistem tenaga listrik. Namun kedua sistem ini di sistem tenaga listrik Jawa-Bali berdiri sendiri dikarenakan waktu pembangunan dan platform yang berbeda. Saat ini di Jawa-Bali sedang dibangun sistem Defense Scheme yang modern, yang disebut dengan Adaptive Defense Scheme (ADS). Sistem ADS memiliki kemampuan komunikasi data antar IED atau rele, dan antara IED dengan server ADS. Server ADS juga memiliki protokol komunikasi SCADA seperti IEC 60870-5-104. Dalam penelitian terdahulu diketahui bahwa integrasi antara dua sistem yang berbeda sangat dimungkinkan yaitu antara PMU dengan SCADA. Pada paper ini disampaikan rancangan integrasi antara sistem ADS dengan master station SCADA melalui router komunikasi yang biasa digunakan untuk berkomunikasi dengan Remote Terminal Unit (RTU) berbasis IEC 60870-5-104. Adanya integrasi ini akan memberikan dampak finansial dan non finansial terhadap pengelola operasi sistem tenaga listrik. Melalui integrasi ini maka akan diperoleh integritas data karena adanya satu sumber data, dan dapat dioptimalkannya biaya investasi dan biaya operasi karena utility dapat menghindari duplikasi fungsi peralatan. Integrasi sistem ADS dan SCADA tidak akan mempengaruhi tingkat keberhasilan ADS karena berada di area kewenangan yang berbeda.

Kata kunci: SCADA, Adaptive Defense Scheme, Integrasi

1. PENDAHULUAN

Sistem SCADA dan *Defense Scheme* merupakan sistem yang penting dan berpengaruh terhadap pengaturan sistem tenaga listrik. Keberadaannya akan membantu *dispatcher* maupun manajemen yang mengoperasikan sistem tenaga listrik, sehingga sebagian besar kejadian di sistem dapat dimonitor dan dikendalikan, dan stabilitas sistem tenaga listrik dapat tercapai. Pada kenyataannya sistem di atas tidak selalu dibangun bersamaan. Pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali sistem SCADA adalah yang dibangun pertama kali pada tahun 1980-an, yang kemudian diperbaharui pada tahun 2004 dan 2011 agar dapat selalu mengikuti pertumbuhan jumlah gardu induk yang ada di Jawa Bali. Saat ini juga sedang dibangun sistem *Defense Scheme* yang lebih modern dan bersifat dinamis, yang disebut dengan *Adaptive Defense Scheme*, yang diharapkan dapat selalu mengikuti perubahan kondisi dan pengukuran di dalam sistem tenaga listrik.

Pembangunan sistem yang tidak bersamaan dan berbeda platform akan menyebabkan *utility* harus mengelola masing-masing sistem tersebut dengan konsekuensi akan terjadi beberapa output data yang kemungkinan berbeda, sehingga tidak tercapai integritas data yang diharapkan oleh *utility*. Kondisi ini mempersulit manajemen dalam mengambil keputusan terhadap permasalahan di operasional sistem tenaga listrik.

Dalam perkembangannya sistem SCADA di beberapa negara dan *utility* telah berkembang, karena adanya teknologi berbasis protokol komunikasi standar IEC yang memungkinkan sistem SCADA untuk terintegrasi dengan sistem lainnya. Teknologi *Substation Automation System* (SAS) merupakan salah satu contohnya, yang kemudian diikuti dengan integrasi antara *Phasor Measurement Unit* (PMU) dengan SCADA melalui *Phasor Data Concentrator* (PDC) pada tahun 2018, yang menunjukkan bahwa peralatan multi sistem dan multi pabrikan dapat saling berkomunikasi satu sama lain dan memberikan keuntungan finansial maupun non finansial terhadap *utility*.

2. METODE/PERANCANGAN PENELITIAN

2.1. Metode Penelitian

Untuk mewujudkan penelitian ini maka dilakukan metode berupa studi literatur dari beberapa kajian ilmiah. Kajian ilmiah berupa hasil kajian tentang penerapan SCADA di dalam sistem ketenagalistrikan, penerapan protokol komunikasi berbasis IEC 60870-5 dan IEC 61850, serta beberapa contoh integrasi antara sistem lain dengan SCADA.

2.2. SCADA Sistem Ketenagalistrikan

SCADA merupakan singkatan dari *Supervisory Control and Data Acquisition*. Pada awalnya SCADA dikembangkan menggunakan perangkat keras berbasis *Programmable Logic Control* (PLC) maupun modul perangkat keras lainnya. Sistem SCADA tidak hanya diterapkan pada proses industri, namun juga diterapkan pada bidang lain yang memerlukan *input/output* (I/O) dari ribuan hingga puluhan ribu I/O, bahkan saat ini telah mencapai satu juta I/O. [1]

Pada saat ini sistem SCADA sudah dianggap sebagai sistem informasi yang kritis bagi penggunaannya. Dianggap kritis karena SCADA sudah menjadi komponen utama dari infrastruktur di suatu negara, antara lain sistem transportasi dan air, *utility*, maupun pabrik. Kegagalan pada sistem kontrol yang diatur dengan SCADA akan berpengaruh langsung terhadap kegagalan peralatan utama. SCADA merupakan sistem yang bergantung pada teknologi dan merupakan integrasi antara ilmu komunikasi, komputer, software engineering, jaringan, dan keamanan. Sistem SCADA juga harus fleksibel dan dapat beradaptasi terhadap perubahan internal maupun eksternal.[2]

Secara umum sebuah sistem SCADA terdiri dari perangkat di *control center*, *Wide Area Network* (WAN), dan perangkat di lapangan. Perangkat di *control center* berisikan *Human Machine Interface* (HMI), *Engineering Workstation*, *Data Historian*, *Control Server*, dan *Communication Router*. WAN terdiri dari komunikasi satelit, *radio microwave* atau seluler, dan jaringan *fix* seperti *fiber optic*, kabel telepon, dan *Power Line Carrier* (PLC). Sedangkan perangkat di lapangan dapat berupa modem, perangkat berbasis *Programmable Logic Control*, *Intelligent Electronic Devices* (IED), dan *Remote Terminal Unit* (RTU). Keseluruhan perangkat ini saling terhubung dan berkomunikasi satu sama lain.[3]

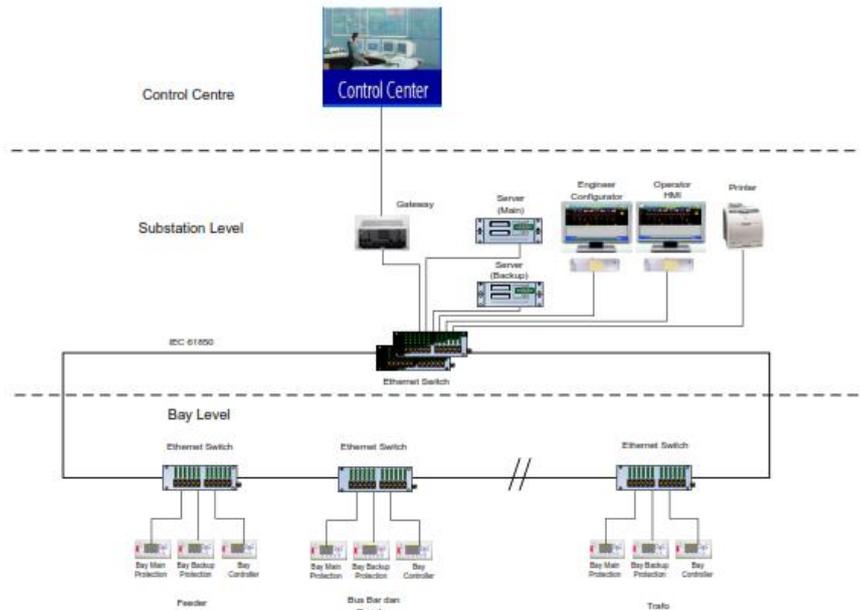
2.3. Protokol Komunikasi SCADA

Sejumlah gardu induk pada sebuah sistem tenaga listrik memiliki puluhan hingga ratusan peralatan proteksi dan kontrol yang berbeda, dan tidak selalu berasal dari pabrikan yang sama. Untuk memenuhi kebutuhan ini maka diperlukan protokol komunikasi SCADA, antara lain IEC 60870-5, DNP3 dan IEC 61850. Keberadaan protokol komunikasi ini memungkinkan terjadinya koordinasi dan *data sharing* antar peralatan, untuk selanjutnya data-data tersebut dikirimkan ke level yang lebih tinggi termasuk *control center*. Adanya protokol komunikasi memungkinkan sejumlah peralatan saling terintegrasi dan berkomunikasi. Hal ini menguntungkan bagi *utility* karena tidak terjadi ketergantungan dengan merk atau pabrikan tertentu.[4]

Protokol IEC 61850 merupakan protokol standar yang direkomendasikan IEC dalam desain *Substation Automation System* (SAS). Protokol ini membagi komunikasi di dalam gardu induk menjadi tiga level, yaitu *process level*, *bay level*, dan *substation level*. *Process level* meliputi peralatan I/O, sensor atau *actuator*. *Bay level* meliputi IED proteksi dan kontrol, sedangkan *substation level* meliputi komputer, *workstation* untuk operator gardu induk, dan *interface* dengan sistem di luar gardu induk.[4]

Adapun protokol IEC 60870-5-104 berfungsi untuk pertukaran data dan *telecontrol message* antara *control center* dan RTU yang terhubung melalui jaringan menggunakan TCP/IP.[5]

Pada tahun 2012 PT PLN (Persero) telah menetapkan Standar PLN (SPLN) yang mengatur tentang protokol komunikasi SCADA. Protokol komunikasi antara RTU atau *gateway SAS* ke *control center* menggunakan protokol IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, dan/atau DNP3. Sedangkan protokol komunikasi antara *gateway SAS* ke IED menggunakan protokol IEC 61850, DNP3, IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, dan/atau Modbus. Berikut adalah konfigurasi umum dari sebuah SAS yang selanjutnya menjadi acuan dalam penerapan SAS di gardu induk, dan memungkinkan adanya integrasi peralatan antar pabrikan.[6]



Gambar 1. Konfigurasi Substation Automation System (SAS) di PLN [6]

2.4. Integrasi WAMS dan PMU ke Sistem SCADA

Wide Area Monitoring System (WAMS) merupakan teknologi terkini yang memungkinkan suatu sistem tenaga listrik dapat memonitor perilaku dinamik di dalam sistem, dimana hal ini tidak tersedia pada sistem SCADA. WAMS dapat memonitor dan menganalisa data dinamik dengan mengambil data besaran dan *phasor* di berbagai titik di gardu induk, menggunakan peralatan yang disebut *Phasor Measurement Unit* (PMU). Data dari PMU dikirim ke suatu konsentrator yang disebut *Phasor Data Concentrator* (PDC) untuk kemudian diolah di dalam sistem WAMS.[7]

Namun dikarenakan perkembangan kebutuhan agar data *phasor* dapat dibaca oleh SCADA, maka pada tahun 2018 ditemukan metode untuk mengintegrasikan PDC dengan *master station* SCADA. Dengan adanya integrasi tersebut, maka data dari PMU dapat digunakan untuk analisa WAMS maupun monitoring dan kendali melalui SCADA.[3]

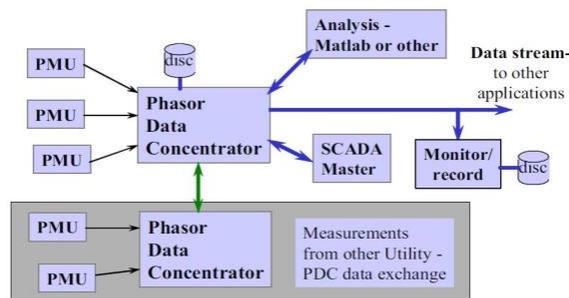


Fig.3 Phasor measurement system [7]

Gambar 2. Integrasi WAMS dan PMU ke Master Station SCADA[3]

Keuntungan dengan adanya sistem SCADA berbasis pengukuran PMU yaitu sistem dapat menghasilkan data yang *valid* secara cepat, dimana hal tersebut belum tersedia dalam pengukuran SCADA, sehingga *dispatcher* dapat memonitor *power system dynamic*. Adanya data PMU di sistem SCADA memberikan keuntungan bagi aplikasi *State Estimator* dikarenakan pengukuran sudut dapat

diperoleh secara langsung. Sedangkan pada SCADA muni, *State Estimator* harus menghitung sudut tegangan berdasarkan pengukuran daya aktif, daya reaktif, dan parameter jaringan lainnya.[3]

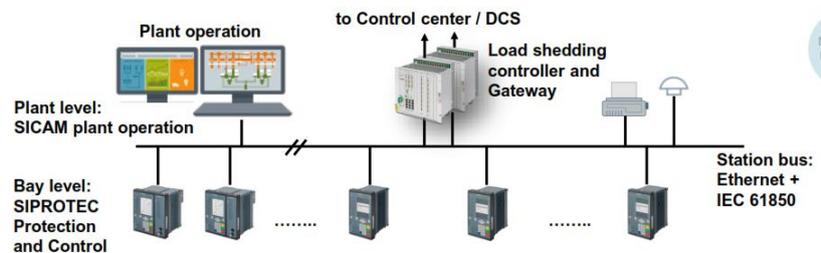
Berbeda dengan sistem SCADA murni yang membutuhkan waktu *polling* antara 1 – 3 detik hingga data *update* di SCADA, yang berakibat sistem SCADA sulit untuk mendapatkan data analog ketika terjadi transien dikarenakan waktu *trip* rele proteksi jauh lebih cepat yaitu antara 20 – 40 milidetik.[8]

2.5. Adaptive Defense Scheme

Sistem Defense Scheme merupakan sistem yang *vital* di dalam sistem ketenagalistrikan, karena dapat membantu *dispatcher* dalam mengatasi permasalahan ketidakseimbangan antara pembangkitan dengan beban, terutama dalam kondisi tidak normal. *Defense Scheme* lebih dikenal di Indonesia, sedangkan di dunia internasional lebih dikenal dengan istilah *Remedial Action Scheme (RAS)* atau *Special Protection Scheme (SPS)*.

Menurut definisinya, *Defense Scheme* adalah pelepasan beban secara otomatis untuk menjaga kestabilan frekuensi di dalam sistem tenaga listrik ketika terjadi ketidakseimbangan antara pembangkitan dan beban. Pelepasan beban tersebut dibagi menjadi dua tipe, yaitu pelepasan beban secara cepat dan pelepasan beban secara lambat. Pelepasan beban secara cepat diimplementasikan pada sistem proteksi dan kontrol, sedangkan pelepasan beban secara lambat diimplementasikan pada *network control center*. [9]

Seperti halnya SAS, peralatan *Adaptive Defense Scheme (ADS)* juga telah memiliki protokol komunikasi IEC 61850 sehingga dapat berkomunikasi dengan peralatan *bay level* lainnya. Antar rele ADS dapat saling berkomunikasi menggunakan *GOOSE message*. Adapun yang mengkoordinasikan antar rele ADS, walaupun berada di lokasi yang berjauhan, adalah peralatan *load shedding controller and gateway*. Peralatan ini memiliki kemampuan untuk mengumpulkan semua data dari rele ADS dan dapat meneruskannya ke sistem di luar gardu induk, termasuk ke *control center*. [9]



Gambar 3. Sistem Adaptive Defense Scheme [9]

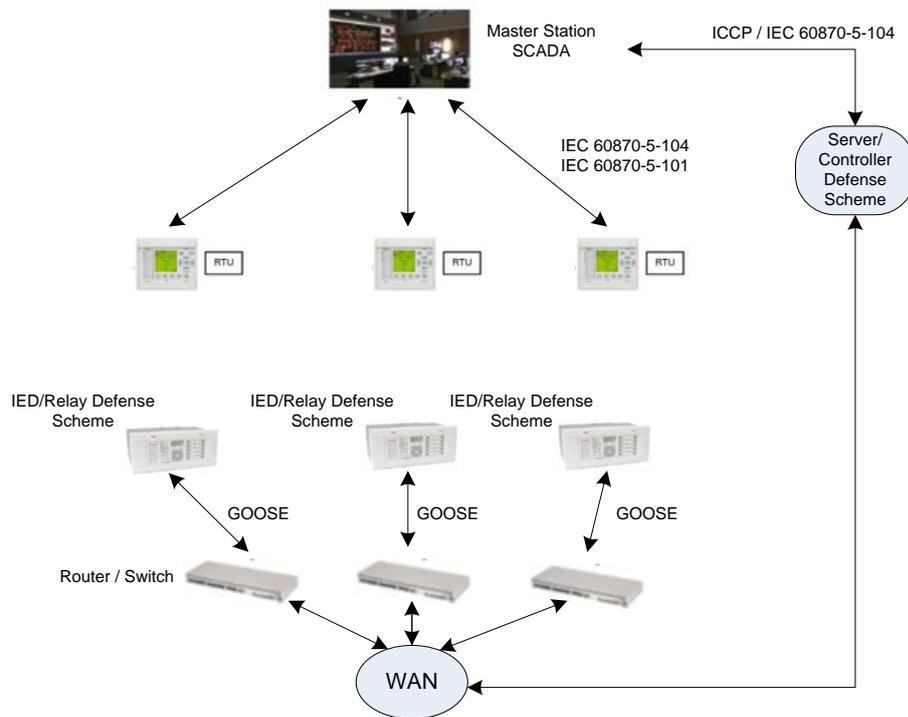
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Integrasi Adaptive Defense Scheme ke Master Station SCADA

Sistem ADS dapat diintegrasikan ke dalam sistem SCADA sehingga *dispatcher* dapat mengetahui tingkat keberhasilan atau kegagalan dari skenario yang diterapkan *Defense Scheme*. Agar semua data dari sistem ADS dapat diterima oleh SCADA dan selalu konsisten, maka perlu adanya sumber data yang sama ke SCADA. Berikut adalah cara untuk mengintegrasikan ADS ke sistem SCADA melalui *master station* SCADA.

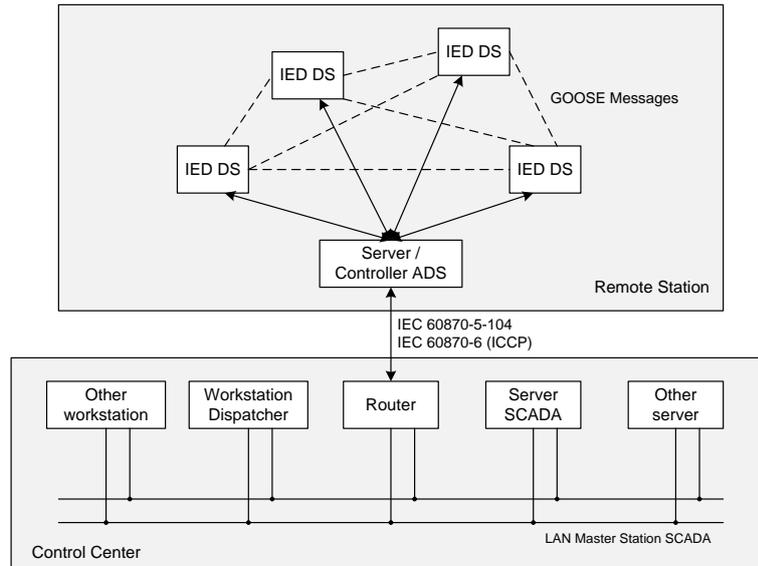
Cara untuk mengintegrasikan sistem ADS ke *master station* SCADA adalah melalui sebuah *server* atau *controller* ADS yang terpasang di satu atau beberapa gardu induk. *Server* ini biasanya bertugas untuk melakukan analisa dan perhitungan terhadap skenario yang telah ditetapkan dan jika diperlukan dapat memberikan perintah kepada IED atau rele yang ada melalui *GOOSE message*.

Server ini selanjutnya dapat mengirimkan data yang diperlukan ke sistem SCADA melalui *master station* SCADA di *control center*. Agar dapat berkomunikasi dengan *master station* SCADA, maka *server* atau *controller* tersebut harus memiliki protokol komunikasi *Inter Control Center Protocol* (ICCP) jika dianggap sebagai *master station* lain, atau protokol IEC 60870-5-104 jika dianggap sebagai salah satu *remote station* SCADA. Bagan integrasi antara ADS dengan *master station* SCADA dapat dilihat pada gambar 4.



Gambar 4. Integrasi ADS ke *Master Station* SCADA

Untuk memperjelas bagaimana data dari ADS dapat dikomunikasikan dengan *master station* SCADA sehingga dapat menjadi salah satu sumber data SCADA maka diperlukan adanya *router* di sisi *master station* SCADA. Penggunaan *router* ini penting sebagai penghubung antara *Local Area Network* (LAN) di *control center* dengan *Wide Area Network* (WAN) di sisi ADS. Komunikasi data antara *server* ADS ke *router master station* SCADA tidak akan berpengaruh terhadap keberhasilan koordinasi antar IED *Defense Scheme* yang menggunakan *GOOSE messages*. Gambar 5 menjelaskan konfigurasi rinci dari integrasi dimaksud.



Gambar 5. Konfigurasi Detail Integrasi ADS ke Master Station SCADA

Integrasi ADS ke master station SCADA melalui konfigurasi pada gambar 5 memiliki kelebihan dan kekurangan yang dapat dijelaskan pada tabel 1.

Tabel 1. Kelebihan dan Kekurangan Integrasi ADS ke Master Station SCADA

Kelebihan	Kekurangan
Data dari satu atau beberapa server ADS langsung diterima oleh master station SCADA	Kegagalan pada server ADS akan menyebabkan master station kehilangan data dari ADS, dapat berpengaruh pada state estimator
Pada beberapa pabrik, server ADS setipe dengan Remote Terminal Unit (RTU), sehingga memudahkan enjinir yang memeliharanya	Tidak efisien apabila diterapkan pada gardu induk berupa Substation Automation System (SAS), karena akan ada 2 (dua) gateway di lokasi yang sama
Dispatcher dapat langsung mengetahui tingkat kesuksesan implementasi Defense Scheme di suatu area tertentu	Keandalan ADS maupun integrasinya sangat bergantung pada keandalan media telekomunikasi yang digunakan
Event message pada master station akan konsisten dengan kondisi riil yang diakibatkan Defense Scheme, termasuk kronologis waktu	Perlu kehati-hatian dalam membuat HMI untuk 1 (satu) gardu induk karena sumber data dapat berasal dari beberapa remote station yang berbeda
Server ADS dapat melakukan sinkronisasi waktu dengan master station SCADA	
Hanya diperlukan 1 (satu) Human Machine Interface (HMI) di dispatcher	

B. Efisiensi Biaya

Dengan adanya integrasi antara ADS ke *master station* SCADA, maka PT PLN (Persero) tidak perlu membuat sistem yang berdiri sendiri-sendiri. Sistem yang berdiri sendiri akan menyebabkan biaya tinggi dan tidak adanya konsistensi data (integritas data). Melalui integrasi ini maka PT PLN (Persero) dapat menghemat biaya investasi dan biaya operasi. Sebagai contoh data SCADA (*telemetry*) dapat diambil dari rele ADS, maka tidak perlu lagi memasang *power meter* (IED *meter*) di lokasi yang sama. Dengan adanya integrasi maka dapat dihindari duplikasi fungsi peralatan sehingga biaya pemeliharaan akan optimal.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil studi yang telah dilakukan dan beberapa implementasinya di berbagai sistem kelistrikan, maka dapat disimpulkan bahwa integrasi antara beberapa sistem yang berbeda dapat dilakukan apabila perangkat pada masing-masing sistem telah memiliki protokol komunikasi standar yang mendukung, dalam hal ini protokol komunikasi berbasis IEC. Integrasi antara *Adaptive Defense Scheme* dengan *master station* SCADA akan mendorong *utility* menuju pada satu kesatuan data (integritas data) sehingga data yang dihasilkan dapat dipertanggungjawabkan di kemudian hari. Integrasi ini juga dapat mendukung terciptanya efisiensi biaya berupa optimalisasi biaya investasi dan biaya pemeliharaan. Integrasi ini tidak akan mempengaruhi tingkat keberhasilan ADS dikarenakan kedua sistem berada pada area kewenangan yang berbeda.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Daneels, A., & Salter, W. (1999). What is SCADA?. In International Conference on Accelerator and Large Experimental Physics Control Systems, Trieste, Italy
- [2] Abbas, H., Shaheen, S., & Amin, M. (2015). Simple, Flexible, and Interoperable SCADA System Based on Agent Technology. *Intelligent Control and Automation*, 2015, 6, 184-199 (Published Online August 2015 in SciRes. <http://www.scirp.org/journal/ica>. <http://dx.doi.org/10.4236/ica.2015.63018>
- [3] Bentarzi, H., & Abdelmoumene, A. (2018). PMU Based SCADA Enhancement in Smart Power Grid. In 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG).
- [4] Mohagheghi, S., Stoupis, J., & Wang, Z. (2009). Communication Protocols and Networks for Power Systems – Current Status and Future Trends. <https://www.researchgate.net/publication/224408154>
- [5] Sanchez, G., Gomez, I., Luque, J., Benjumea, J., & Rivera, O. (2010). Using Internet Protocols to Implement IEC 60870-5 Telecontrol Functions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, No. 1, January 2010.
- [6] PT PLN (Persero). (2012). Spesifikasi Remote Station. SPLN S3.001-3: 2012. Lampiran Keputusan Direksi PT PLN (Persero) No. 518.K/DIR/2012.
- [7] Hadley, M.D., McBride, J.B., Edgar, T.W., O'Neil, L.R., & Johnson, J.D. (2007). Securing Wide Area Measurements Systems. Pacific Northwest National Laboratory, Operated by Battelle for the U.S. Department of Energy. PNNL-17116.
- [8] Almas, A.S., Vanfretti, L., Lovlund, S., & Gjerde, J.O. (2014). Open Source SCADA Implementation and PMU Integration for Power System Monitoring and Control Applications. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6938840. <https://www.researchgate.net/publication/286678881>
- [9] Siemens AG. (2020). SICAM Power Management System (PMS). <http://www.siemens.com/digitalgrid>.