

Formulación de una Arquitectura Técnica Funcional y Despliegue de una Prueba de Concepto para mejorar la Supervisión, Operación y Análisis Post-Operativo del Sistema Nacional Interconectado

J. C. Vallecilla†

H. Ortiz‡

† Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

‡ Escuela Politécnica del Ejército - ESPE

Resumen— Actualmente el sistema EMS del CENACE no dispone de información en tiempo real proveniente de la mayoría de los generadores comprendidos entre 1 y 5 MW, debido a que estas centrales no cuentan con equipos asociados como UTRs o gateways que permitan el envío de información, ni de canales dedicados de comunicaciones hasta alguno de los concentradores remotos (FE) del CENACE.

A fin de incorporar esta información al sistema EMS, se diseña una arquitectura de adquisición de datos que permita disponer de esta información en tiempo real utilizando los medidores de energía instalados en estos generadores y como medios de comunicación el Internet y/o canales ya existentes con el CENACE, permitiendo así mejorar los procesos de supervisión y operación en tiempo real al igual que los procesos post operativos del SNI.

Palabras clave— Gateway, medidores, generadores, enlaces WAN, Internet, protocolos de comunicaciones.

Abstract— The CENACE's Energy Management System - EMS currently does not have real-time information from the majority of generators from 1 to 5 MW, given that such power stations are not equipped with RTUs or Gateways that send this type of information, through a dedicated communication channel to one of the CENACE's remote concentrators (FE).

In order to include such information in the EMS, a data acquisition architecture was designed which makes having this type of information possible in real-time by using energy meters installed on these generators and using the Internet and/or current channels as a communication medium with CENACE, thus improving the real-time supervision and operations processes as well as the SNI post-operative processes.

Index Terms— Gateway, Meters, Generators, WAN links, Internet, Communications Protocol.

1. INTRODUCCIÓN

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) tuvo, a finales del año 2012, una demanda aproximada de 3200 MW, 42 subestaciones de transmisión, 18 empresas de distribución, 84 centrales de generación y 3000 km. de líneas de transmisión, siendo el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) el encargado de la coordinación y operación del SNI al igual que la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador, para lo cual cuenta con varios sistemas que permiten el cumplimiento de estas funciones.

Para la operación en tiempo real del SNI, el CENACE cuenta con un sistema para la Administración de Energía (Energy Management System - EMS), provisto por la empresa Ventyx ABB, cuyo nombre comercial es Network Manager, el cual recopila, procesa y administra la información proveniente de las subestaciones, centrales de generación y distribuidoras de todo el país, información que es enviada desde Unidades Terminales Remotas (UTRs), gateways o sistemas SCADA, utilizando canales dedicados hacia los cuatro servidores de comunicaciones de tipo Front End (F.E.) remotos, distribuidos geográficamente en Quito, Guayaquil, Quevedo y Zhoray. La transmisión se realiza a través de cualquiera de los tres protocolos seriales disponibles en estos equipos: DNP3.0, IEC 870-5-101 y RP 570.

Actualmente el CENACE no cuenta con la información en tiempo real de los generadores comprendidos entre 1 y 5 MW, razón por la cual estos datos son registrados manualmente por los operadores, de acuerdo a un horario preestablecido y utilizando para el efecto llamadas telefónicas o correo electrónico, situación que provoca los siguientes perjuicios:

- Tiempo subutilizado por los operadores de las centrales de generación y del CENACE, durante el ingreso horario de esta información.

- Desconcentración de los operadores del CENACE en la supervisión del SNI, debido a la atención que deben dedicar a la tarea de registro manual de datos en el sistema.
- Posibles errores en la digitación de la información ingresada por los Operadores del CENACE.
- Posibles errores en la entrega de información al CENACE por parte de los Agentes Generadores.
- En caso de presentarse una falla eléctrica en el SNI, estas llamadas resultan inoportunas ya que el operador requiere el recurso telefónico y concentración, a fin de restablecer y normalizar el sistema eléctrico de potencia.
- Falta visibilidad en tiempo real de un número importante de centrales entre 1 – 5 MW.

La arquitectura planteada en este trabajo otorgaría viabilidad para complementar la Regulación 005-08, relativa a “La Entrega de Información”, permitiendo incorporar la información de nuevas centrales de generación comprendidas entre 1-5 MW al sistema EMS del CENACE

El planteamiento no solo resuelve una necesidad actual, sino que también tiene una perspectiva de futuro, ya que a través de esta arquitectura sería posible incorporar al centro de control de CENACE, varios proyectos de pequeñas centrales de tipo Hidroeléctricas, Eólicas, Solar, etc. las cuales se encuentran en el rango de potencia instalada entre 1-5 MW.

2. MARCO CONCEPTUAL

Para la incorporación de la información proveniente de los medidores de energía, instalados en las centrales de generación al sistema EMS del CENACE, se plantea colocar un equipo Gateway que permita la adquisición de la información desde los medidores, ya sea en protocolo DNP3.0 sobre TCP/IP o Modbus sobre TCP/IP y reenvíe esta información al sistema EMS del CENACE.

2.1. Sistema EMS CENACE

El sistema EMS se encuentra conformado por: los sub sistemas Energy Control System (ECS), que adquiere, procesa y almacena la información enviada desde los equipos SCADA, Gateways y UTRs, instalados en campo; el sistema Program Development System (PDS) que permite realizar el mantenimiento, modelación, actualización y pruebas de aplicaciones del sistema EMS antes de ser puestas en funcionamiento; y, el sistema Dispatcher Training Simulator (DTS) que permite crear ambientes de simulaciones en base a

datos, obtenidos del sistema ECS para entrenamiento de los operadores del CENACE, conforme el diagrama de red de la Fig. 1.

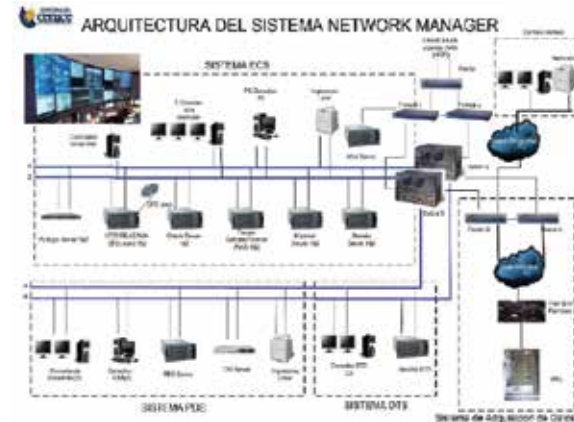


Figura 1: Diagrama de red sistema EMS CENACE [4]

2.2. Front Ends Remotos

La adquisición de datos del sistema EMS del CENACE, está compuesta por cuatro Front Ends remotos distribuidos en puntos estratégicos del país, los cuales disponen de un anillo de fibra óptica para la comunicación con el sistema central, sobre la infraestructura de Fibra Óptica de Transelectric como se muestra en la Fig. 2.

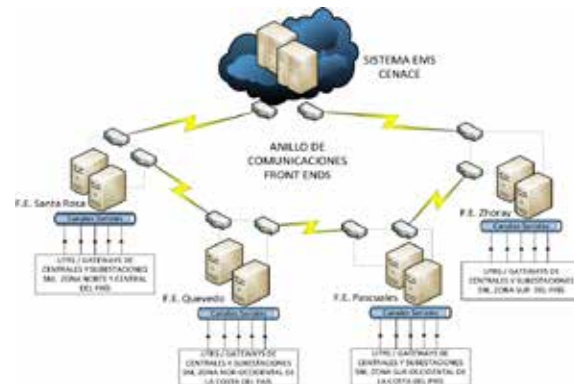


Figura 2: Diagrama de comunicaciones F. E. CENACE

Para comunicarse desde los Front End Remotos con las RTU o gateways instalados en las generadoras y subestaciones del SNI, se utilizan canales dedicados mediante los protocolos de comunicaciones seriales disponibles en los F. E. que son el IEC 870-5-101, DNP3.0 y RP 570 conforme se muestra en la Fig. 3.

Esta información es recibida por los servidores de adquisición de datos del sistema EMS, denominados RDAS (Ranger Data Acquisition Server).

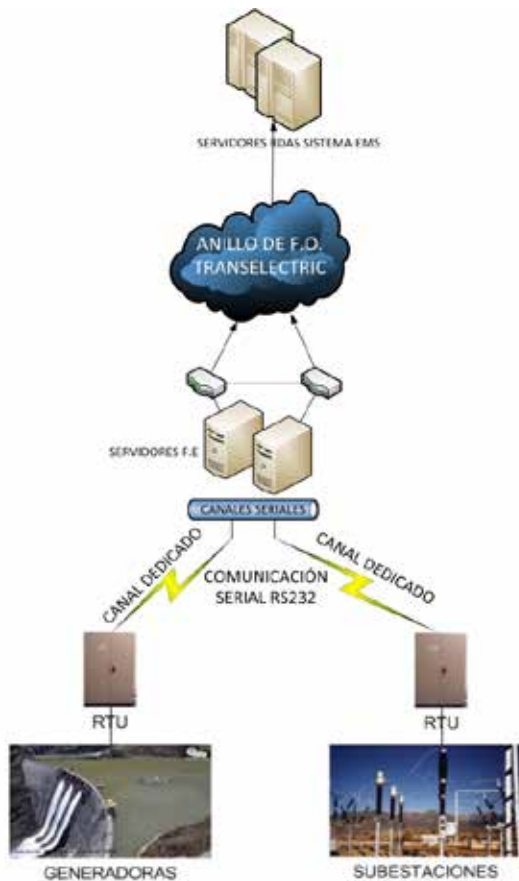


Figura 3: Esquema de comunicaciones con los F. E. CENACE

2.3. Medidores de Energía

Estos equipos se encuentran instalados en las centrales de generación y almacenan la información de manera cuarto horaria, para ser posteriormente adquirida y procesada por el Sistema de Medición Comercial (SIMEC) y utilizada para la liquidación comercial de las empresas generadoras. El esquema de comunicaciones utilizado por este sistema, para la conexión con los medidores, puede ser mediante Internet o enlaces WAN dedicados entre el CENACE y las empresas de la CELEC EP, EEQ o Transelectric como se indica en la Fig. 4.

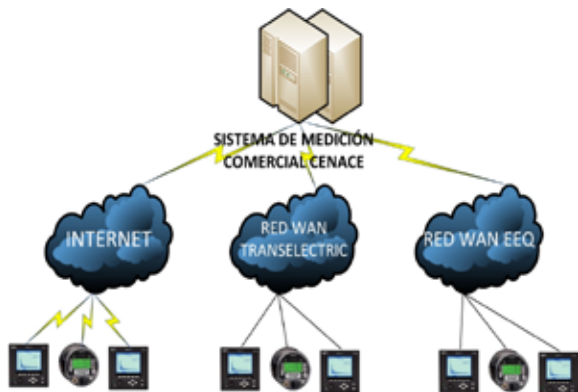


Figura 4: Esquema de comunicaciones SIMEC

3. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

3.1. Levantamiento de información de las Centrales de Generación

Tomando como base los medidores disponibles en el Sistema de Medición Comercial y el archivo en el que los operadores realizan el ingreso manual de información de forma horaria, correspondiente a las generadoras de las que no se dispone información en el sistema EMS, se tienen el listado de generadores mostrados en las Tablas 1 a la 7 y la Fig. 5, correspondientes a centrales que conformarían el grupo de generación entre 1 a 5 MW. Las tablas contienen el nombre de la central, ubicación geográfica, potencia instalada, tipo de generación de la central, medio de comunicación y el protocolo que utiliza el medidor para el envío de información al Gateway del CENACE.

Tabla 1: Centrales de Generación Empresa Eléctrica Emelnorte

Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
La Playa	1,2	Hidráulica	Internet	DNP 3
San Miguel de Car	2,9	Térmica	Internet	DNP 3

Tabla 2: Centrales de Generación Empresa Eléctrica Quito

Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
Los Chillos	1,8	Hidráulica	WAN EEQ	DNP 3
Paschoa	4,6	Hidráulica	WAN EEQ	DNP 3

Tabla 3: Centrales de Generación CELEC Esmeraldas

Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
La Propicia	5,8	Térmica	WAN CELEC	DNP 3
MIRAFLORES U7	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U10	2	Térmica	Internet	DPN 3
MIRAFLORES U11	5	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U12	5	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U13	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U14	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U15	2	Térmica	Internet	DPN 3
MIRAFLORES U16	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U18	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3
MIRAFLORES U22	2	Térmica	WAN CELEC	DPN 3

Tabla 4: Centrales de Generación Empresa Eléctrica Riobamba

<i>Empresa Eléctrica Riobamba</i>				
Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
Río Blanco	3	Hidráulica	Internet	DNP 3

Tabla 5: Centrales de Generación Empresa Eléctrica Ambato

<i>Empresa Eléctrica Ambato</i>				
Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
Lligua MD1	1,7	Térmica	Internet	DNP 3
Lligua MD2	1,7	Térmica	Internet	DNP 3
Península	3,2	Térmica	Internet	DNP 3

Tabla 6: Centrales de Generación Empresa Eléctrica Cotopaxi

<i>Empresa Eléctrica Cotopaxi</i>				
Central	Potencia (MW)	Tipo Central	Medio Comunicación	Protocolo medidor
Illuchi I	4	Hidráulica	Internet	DNP 3
Illuchi II	5	Hidráulica	Internet	DNP 3



Figura 5: Distribución de medidores en el Ecuador

Del levantamiento realizado, se desprende lo siguiente:

- Se tiene un total de 11 Centrales de Generación.
- Se dispone de 6 centrales de generación hidráulica y 5 centrales de generación térmica.
- Todos los medidores instalados en estas centrales son de una misma marca.

- La central Miraflores tiene distribuidos en distintos puntos geográficos 10 unidades de generación de 2MW.
- Se tiene un total de 10 medidores que se conectan mediante Internet.
- Se tiene 2 medidores que se conectan mediante la red WAN de la EEQ.
- Se tiene 9 medidores que se conectan mediante la red WAN de la CELEC.
- La potencia efectiva total de estas centrales es de 60,9 MW.
- Todos los medidores disponen del protocolo de comunicaciones DNP 3 sobre TCP/IP.

3.2. Levantamiento de información del proceso de supervisión

El CENACE cuenta con tres consolas para los procesos de supervisión y control del SNI: la consola de supervisión encargada del re-despacho y la supervisión de las conexiones internacionales con Colombia y Perú; la consola de generación encargada de supervisar toda la generación del SNI; y, la consola Transmisión encargada de supervisar las S/E y líneas de transmisión del SNI, funciones que realizan las 24 horas de día, 7 días a la semana los 365 días del año.

A fin de complementar la información que no se dispone en el sistema EMS del CENACE, los operadores realizan el ingreso manual de manera horaria. Para esto se tiene creadas plantillas las cuales corresponden a un desarrollo realizado por la Dirección de Operaciones, permitiendo ingresar esta información a la BD historiador sin pasar por la BD SNAPSHOT o de tiempo real conforme la Fig. 6, teniendo un tiempo estimado de 15 minutos desde el inicio de cada hora hasta el final de esta actividad, la misma que se describe conforme el diagrama de proceso de la Fig. 7.

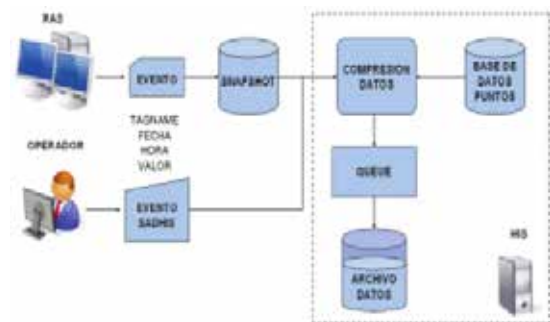


Figura 6: Almacenamiento – HIS [3]

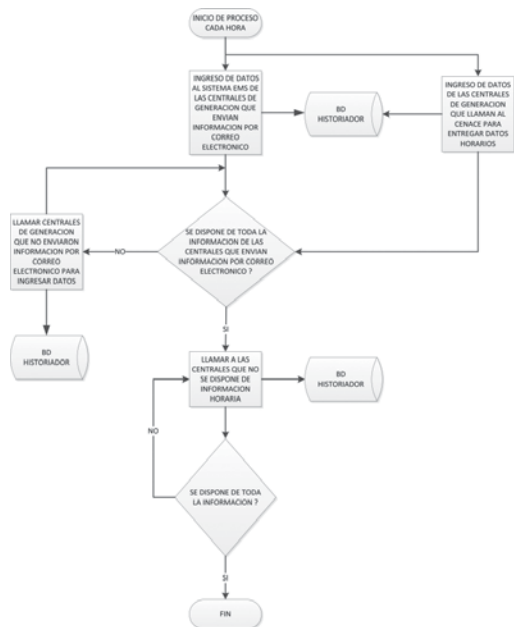


Figura 7: Diagrama de proceso recolección de datos

En función de que el operador tiene que estar ejecutando esta actividad cada hora, y tomando en cuenta que esta toma aproximadamente 15 minutos, al cabo de 1 día se tendría 6 horas para esta actividad, en un mes se tendría 186 horas y en un año se requeriría aproximadamente 2190 horas o 91.25 días por persona para el ingreso de información al sistema EMS del CENACE.

3.3. Levantamiento de información del proceso Post Operativo

El área Post Operativa coteja la información de los datos ingresados de forma horaria por parte de los operadores, con datos que son enviados posteriormente por parte de los agentes, a fin de validar tiempos de ingresos y cuantificar la generación de las centrales de manera horaria; sin embargo, el tiempo de este proceso de validación puede aumentar de manera considerable, ya que se puede tener errores en el proceso de digitación por parte de los operadores, escuchar mal un dato enviado telefónicamente o los operadores de las centrales pueden visualizar o entregar de forma errónea la información de generación, lo cual involucra mayores tiempos hasta poder validar y encontrar los posibles errores en la información.

4. DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE DATOS

Debido a que las pequeñas centrales de generación no disponen de equipos como gateways o UTRs, para la recolección de información ni de canales dedicados que permita la comunicación con los F. E. remotos del CENACE, lo cual involucraría inversiones económicas

considerables para estas pequeñas centrales de generación y tomando en cuenta que la regulación del CONELEC 005/08 no indica el esquema para la adquisición de datos de la generación menor a 5 MW, se plantea incorporar esta información al sistema de tiempo real, mediante el aprovechamiento del equipamiento de medición comercial ya instalado en estas centrales de generación, el cual permite enviar la información en tiempo real mediante el protocolo DNP3.0 sobre TCP/IP, sobre el puerto Ethernet que utiliza el sistema de medición comercial, tomando como prioridad que estos equipos ya cuentan con un medio de comunicación hasta el CENACE.

Los servidores denominados RDAS (Ranger Data Acquisition Server) son los encargados de la adquisición de datos del sistema central, el cual cuenta con 8 puertos seriales que pueden manejar los protocolos DNP 3.0, RP-570 e ICE 870-5-101. Para la incorporación de información al sistema EMS de los medidores instalados en las centrales de generación, se lo realizará mediante un equipo que funcione como Gateway, el cual se comunicará con los servidores RDAS mediante uno de los puertos seriales disponibles y con los medidores utilizando el protocolo DNP 3.0 sobre TCP/IP o Modbus conforme la Fig. 8.

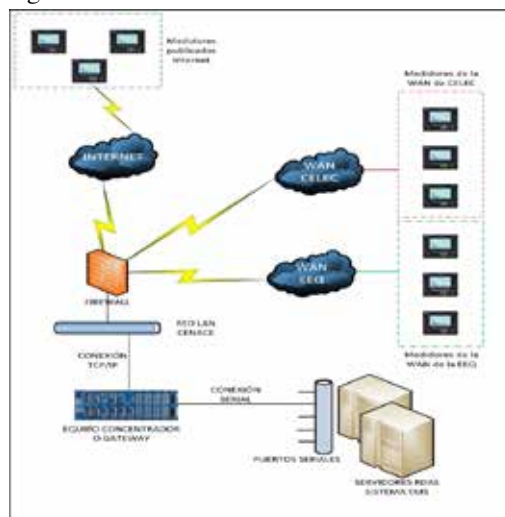


Figura 8: Diagrama de la Arquitectura Planteada

5. DEFINICIÓN DE LA PRUEBA DE CONCEPTO

En función de la arquitectura planteada y a fin de tener una adecuada mejora en el proceso que se ejecuta de manera horaria, para la toma de datos por parte de los operadores del CENACE, para la definición de la prueba de concepto se escogió todos los medidores que se conectan por medio de las redes WAN de la CELEC y EEQ, las mismas que corresponden a las centrales de generación de la Empresa Eléctrica Quito

y CELEC-EP TERMOESMERALDAS y todos los medidores publicados al Internet. Adicionalmente a las centrales levantadas en las tablas 1 - 6 correspondiente a la generación entre 1 y 5 MW, también se considera la incorporación del medidor instalado en la S/E móvil colocada en Quininde, a fin de disponer de la supervisión de esta posición en el SNI.

Tabla 7: Centrales y S/E prueba de concepto

No	Central	Potencia (MW)
1	La Playa	1,2
2	San Miguel de Car	2,9
3	Los Chillos	1,8
4	Pasochoa	4,6
5	La Propicia	5,8
6	Miraflores U8	2
6	Miraflores U10	2
6	Miraflores U11	5
6	Miraflores U12	5
6	Miraflores U13	2
6	Miraflores U14	2
6	Miraflores U15	2
6	Miraflores U16	2
6	Miraflores U18	2
6	Miraflores U22	2
7	Rio Blanco	3
8	Lligua	3,4
9	Península	3,2
10	Illuchi I	4
11	Illuchi II	5
14	S/E Móvil Quinindé	-
	Total	60,9

6. CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DE LA PRUEBA DE CONCEPTO

6.1. Configuración Medidores

Para la configuración de los medidores se utiliza el programa ION Setup V3.0, el cual permite la conexión con los medidores mediante el puerto 7700, para la configuración de los distintos parámetros del medidor.

Una vez ingresado al medidor en la sección de comunicaciones se dispone de una pestaña para configuración del protocolo DNP 3.0, en el cual se ingresa los datos requeridos que son la IP del Master, el ID que va a tener el equipo y la configuración del tipo de datos analógico que se va a utilizar.

De estos equipos se está obteniendo las señales de Potencia activa, reactiva, frecuencia y voltaje. En

el caso del medidor instalado en la móvil de la S/E Quinindé, este equipo disponía de un extensor que permite ingresar señales digitales, con lo cual se tiene datos de seccionadores y alarmas de esta S/E.

6.2. Configuración Firewall

Conforme la arquitectura planteada, el Gateway se encuentra instalado en la infraestructura de Data Center del CENACE y a fin de que este equipo tenga la seguridad necesaria para la publicación al Internet, esta se la realiza mediante el Firewall de Data Center, apresurándose los puertos: 20000 para la conexión con los medidores en el protocolo DNP3 sobre TCP/IP, el puerto 502 para la conexión en el protocolo Modbus sobre TCP/IP y el protocolo ICMP para pruebas de conectividad con los equipos.

Adicionalmente, este firewall presta seguridad para las conexiones provenientes de los medidores que se encuentran en las redes WAN de la CELEC – Transelectric y de la Empresa Eléctrica Quito.

6.3. Configuración del Gateway

El CENACE cuenta con un Gateway que permite la configuración del protocolo DNP3.0 en modo master, para la comunicación con los medidores y modo esclavo para la comunicación con el sistema EMS.

Para la configuración del Gateway con los medidores se requiere el ID, la dirección IP y los números de los registros que se van a leer del medidor. Esta configuración es ingresada en el driver DNP3.0 master el cual se asocia a la tarjeta de red del equipo. Adicionalmente se programó para que realice el polling de los datos cada 4 segundos.

Para la configuración con el sistema se determinan los parámetros del puerto RS232, se ingresa el ID con el cual va a preguntar el sistema, y se crea todos los TAGS analógicos y digitales que serán enviados al EMS del CENACE. Esta configuración es ingresada en el driver DNP3.0 slave y se la asocia al puerto RS-232 del equipo.

Adicionalmente, para el paso de información del driver, que recolecta la información de los medidores al driver, que entrega la información al sistema, se realiza una programación en Ladder la que es similar a la que se realiza en Visual Basic.

6.4. Configuración del Sistema

El equipo Gateway se conecta directo a un puerto serial de los servidores (RDAS), para lo cual se configura en el sistema el puerto en función de lo colocado en el driver de DNP3.0 slave y generándose una base de datos con un total de 92 señales analógicas y 23 señales digitales correspondiente a las 13 centrales de generación y a la S/E Quinindé. Adicionalmente, se elaboró los respectivos despliegues que permita utilizar esta información por parte de los operadores de sala de control del CENACE.

Esta información al ser parte del sistema, es historizada en los servidores HIS del sistema.

7. VALIDACIÓN Y PRUEBAS

7.1. Conexión con los medidores y tiempos de respuesta

A fin de validar si existe conectividad desde el Gateway hasta los medidores, el equipo tiene un driver que permite enviar un paquete icmp hacia los medidores y el retardo del tiempo generado es almacenado en mili segundos en una variable como se muestra en la Fig. 9, en caso de que no se tenga respuesta desde el medidor el equipo regresa un valor negativo de la variable como se muestra en la Fig. 10.

35	✓ PINGCHILL	63
36	✓ PINGPLAYA	36
37	✓ PINGSMDC	719
38	✓ PINGPASO	36
39	✓ PINGPROP	13
40	✓ PINGMIRAU8	20
41	✓ PINGMIRAU10	65
42	✓ PINGMIRAU11	25
43	✓ PINGMIRAU12	25
44	✓ PINGMIRAU13	29
45	✓ PINGMIRAU14	27
46	✓ PINGMIRAU15	64
47	✓ PINGMIRAU16	19
48	✓ PINGMIRAU18	12
49	✓ PINGMIRAU22	11
50	✓ PINGRIO	12
51	✓ PINGLLIGU1	57
52	✓ PINGLLIGU2	72
53	✓ PINGPENI	74
54	✓ PINGILLIU1	18
55	✓ PINGILLIU2	17
56	✓ PINGMANT2	24
57	✓ PINGMIRATG	42

Figura 9: Respuesta de Ping

35	✓ PINGCHILL	26
36	✓ PINGPLAYA	112
37	✓ PINGSMDC	-5
38	✓ PINGPASO	73

Figura10: Respuesta negativa de Ping

Mediante esta variable se programó en ladder una alarma, que permite indicar al sistema EMS si existe algún problema de conexión con el medidor y por ende si el dato es válido o no como se indica en la Fig. 11; sin embargo, debido a los posibles problemas que puede ocasionarse en el medio de transmisión, ya que es posible que se presenten intermitencias, para declarar a un medidor “fallado” debe pasar la variable con un valor negativo durante 6 segundos, para lo cual se realiza una programación adicional en ladder. Con esto se evita tener una intermitencia en la alarma de comunicaciones del equipo que es desplegada en el sistema EMS.

En función de los resultados, el medidor de la Central San Miguel de Car, que se encuentra publicado al Internet, tiene la mayor latencia con un tiempo de 719ms. Sin embargo a pesar de esto se tiene una respuesta adecuada en la actualización de los datos en el equipo Gateway y sistema EMS del CENACE.

CELEC - EP	
CENTRAL	VALOR
LA PROPIECIA (P)	6.1 MW ◆
LA PROPIECIA (Q)	1.4 MVAR
LA PROPIECIA (f)	60.080 Hz
US MIRAFLORES (P)	0.0 MW ◆
US MIRAFLORES (Q)	0.0 MVAR
US MIRAFLORES (f)	0.000 Hz
UI0 MIRAFLORES (P)	0.0 MW ◆
UI0 MIRAFLORES (Q)	0.0 MVAR
UI0 MIRAFLORES (f)	0.000 Hz
UI1 MIRAFLORES (P)	4.6 MW ◆
UI1 MIRAFLORES (Q)	0.3 MVAR
UI1 MIRAFLORES (f)	60.080 Hz
UI2 MIRAFLORES (P)	4.6 MW ◆
UI2 MIRAFLORES (Q)	0.1 MVAR
UI2 MIRAFLORES (f)	60.080 Hz

NOTA:

- ✘ Problema de transmisión de datos
- ◆ Transmisión de datos correcta

Figura 11: Indicación problemas de transmisión de datos

7.2. Validación de datos provenientes del campo

Para la contrastación de información se realizó la validación mediante la aplicación ION Setup 3.0, que permite visualizar en tiempo real la información del medidor, comparándola con la información que se dispone en ese instante en el sistema EMS del CENACE, de cada una de las variables que es obtenida por cada medidor. Otra forma de contrastar la información es comparando la información que despliega los medidores vía WEB con lo que se

dispone en ese instante en el sistema.

Una vez validada la correspondencia de todos los valores entre el medidor y el sistema, se puede utilizar esta información para la operación y supervisión, la misma que está contenida en un despliegue tabular creado en el sistema conforme la Fig. 12.



Figura 12: Despliegue en el sistema EMS de las Centrales de Generación 1-5 MW

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La arquitectura planteada permite realizar la adquisición en tiempo real de las centrales de generación menor a 5MW, utilizando los medidores de energía ION del sistema de Medición Comercial del CENACE.

Con la incorporación de esta información en tiempo real al sistema EMS del CENACE, se tiene los siguientes beneficios en la operación y supervisión del SNI:

- Reducción del tiempo asignado al ingreso manual de datos de forma horaria, correspondiente a las centrales de generación entre 1 – 5 MW.
- Se mejora la supervisión en tiempo real del sistema ya que mediante esta arquitectura se incorpora aproximadamente 60,9 MW al sistema EMS del CENACE.
- Se optimiza el consumo de recurso telefónico por parte de las centrales de generación, al evitar llamadas al CENACE para entregar los datos de generación vía telefónica o envío de correos electrónicos de manera horaria.
- Se optimiza el consumo de recurso telefónico por parte de los Operadores del CENACE, al evitar realizar llamadas a las centrales de generación, para la recolección de datos vía telefónica de manera horaria.

- Mediante la incorporación de estos datos se evita errores que se podría tener, debido a una mala lectura de la información desde el campo por parte de los operadores de las centrales o en la digitación de los datos al realizar el ingreso manual de los datos al sistema por parte del Operadores del CENACE.
- Se tiene mayor concentración por parte de los operadores del CENACE para la operación y supervisión del sistema, al evitar la acción de ingresar los datos de manera horaria.
- Se evitan interrupciones durante la ejecución de maniobras en el SNI, especialmente durante emergencias o restablecimiento ante fallas presentadas en el SNI, al no tener interrupciones de llamadas telefónicas generadas por parte de los operadores de las centrales, para la entrega de información de manera horaria.
- Se optimiza los tiempos del proceso post operativo, al contar con una fuente de información confiable, evitando demoras por posibles errores de la información ingresada manualmente.
- Por otra parte se recomienda:
- Utilizar la arquitectura planteada para el ingreso de futuras centrales de generación entre 1 y 5 MW al sistema EMS del CENACE, en especial las centrales no convencionales como pueden ser eólicas o solares.
- Complementar la regulación del CONELEC 005/08 referente a la entrega de información al CENACE para las centrales menores a 5 MW.
- Utilizar este equipo para la integración, presentación y envío de información al Sistema EMS del CENACE de otro tipo de información como puede ser el proyecto de Eficiencia Energética y Energías Renovables que se está llevando a cabo en el CENACE.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Burton J. (2012) TWinSoft & Tbox Training
- [2] ABB.(Febrero de 2011).DNP3 Communication Protocol Manual. Obtenido de [http://www05.abb.com/global/scot/scot354.nsf/veritydisplay/5b0552a1511e3d9ac125783a004549d7/\\$file/1mrk511241-uen_-_en_communication_protocol_manual__dnp__650_series__iec.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot354.nsf/veritydisplay/5b0552a1511e3d9ac125783a004549d7/$file/1mrk511241-uen_-_en_communication_protocol_manual__dnp__650_series__iec.pdf)

[3] Cubillo, R., & Barba, R. (2009). SISTEMA PARA LA ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL S.N.I. A PARTIR DE LA APLICACIÓN PI DEL SISTEMA NETWORK MANAGER. Revista Energía CENACE

[4] Vallecilla, J. C. (2006). INSTALACIÓN, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS eLAN PARA EL MONITOREO Y CONTROL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE). QUITO.

[5] Schneider Electric. (2006) TECHNICAL NOTE Multiport DNP 3.0 and ION Technology

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Telecomunicaciones en la Dirección de Sistemas de Información. Sus áreas de interés se relacionan con los protocolos de transmisión SCADA y redes de comunicaciones.



Hugo Ortiz Tulcán.- Nació en Quito en 1965. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Control en la Escuela Politécnica Nacional en 1990. Su formación de postgrado incluye una especialidad en Control Automático en la Universidad de Tel Aviv y una Maestría en Gestión de la Productividad en la Escuela Politécnica del Ejército. Sus áreas de interés están relacionadas con la Innovación Tecnológica, la Automática y los Sistemas de Gestión.



Juan Carlos Vallecilla Mosquera.- Nació en Quito, Ecuador en 1981. Recibió su título de Ingeniero Electrónico de la Escuela Politécnica del Ejército en el 2006. Egresado de la Maestría en Redes de Información y Conectividad de la Escuela Politécnica del Ejército en 2008.