



Informe de regulación

Enero - junio 2019

Contenido

Introducción.....	2
Criterios empleados para la interpretación y aplicación de normas.	3
Desempeño de las reglas vigentes por área de aplicación.....	5
• Conciliación de Transacciones.....	6
• Liquidación del mercado mayorista.....	9
• Operación en Tiempo real.....	11
Conflictos y sanciones	15
Anexos.....	17

Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de enero a junio de 2019, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN.

Incluye los criterios para la interpretación y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

**Criterios empleados para la
interpretación y aplicación de normas.**

Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación de este, el 01 de agosto de 2011.

Desempeño de las reglas vigentes por área de aplicación.

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

• Conciliación de Transacciones

Sistemas de Medición Comercial Compartidos en Proyectos Fotovoltaicos

Antecedentes

Con la entrada en operación de proyectos de generación fotovoltaica en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), surgió una particularidad en los Sistemas de Medición Comercial (SIMEC), ya que varios de estos proyectos poseen una cadena de medición compartida por varias plantas fotovoltaicas. Esta situación ha sido previamente abordada en diversos informes de regulación, sin haber obtenido retroalimentación alguna hasta la fecha.

Los proyectos que han sido tratados en informes de regulación previos son:

- Periodo de enero a junio 2016.

Proyectos fotovoltaicos del Grupo GESTAMP SOLAR, ubicados en San Vicente, tiene varios proyectos conectados a través de una sola línea de interconexión al sistema de transmisión.

- Periodo de julio a diciembre 2017.

CAPELLA SOLAR S.A. de C.V., pese a estar inscritos como un solo PM generador en la UT, fue adjudicada con 2 proyectos separados en la Licitación DELSUR-RNV-CLP-001-2016: Planta Albireo 1 (50 MW) y Planta Albireo 2 (50 MW), las cuales estarán interconectadas a la subestación de OZATLAN mediante una sola línea de interconexión, lo que conlleva a que tendrán un solo medidor.

- Periodo de julio a diciembre 2018.

Proyecto La Trinidad, Ltda. De C.V. (6 MW y 8 MW) y Acajutla Solar I, Ltda. de C.V. (20 MW), adjudicados en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013, estos proyectos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre concurrencia, con razones sociales diferentes, comparten una única subestación elevadora ALVARADO y una línea de transmisión a través de las cuales se conectan a una bahía de 115 kV disponible en la SE Acajutla. Adicionalmente, se identificó que en la SE Acajutla, se conectará en el corto plazo Sonsonate Solar, S.A. de C.V. (10 MW), adjudicado en la licitación Delsur-CLP-RNV-1-2016.

Los proyectos La Trinidad, Ltda. De C.V. y Acajutla Solar I, Ltda. De C.V., adjudicados en la licitación Delsur-CLP-RNV-001-2013, presentaron una propuesta para resolver el problema de la separación de mediciones, la cual se adjunta a este informe (Anexo 1), así como la respuesta de la UT (Anexo 2). La misma, se considera factible a la fecha debido a que las sociedades involucradas pertenecen a un mismo propietario.

Informe de regulación

Enero - junio 2019

En el presente informe se agrega como nuevo antecedente la inscripción y pronta habilitación del proyecto fotovoltaico, mencionado en el último informe de regulación denominado SONSONATE SOLAR, S.A. de C.V. El proyecto se conectará a la SE Acajutla a través de la subestación elevadora ALVARADO compartiendo el Sistema de Medición Comercial de dicha subestación, adicionándose a los proyectos la Trinidad y Acajutla Solar I que actualmente la comparten. Pese a que los tres proyectos operarán como sociedades independientes, son de un mismo propietario.

Inconvenientes detectados

Es importante indicar a la SIGET que la situación planteada acerca de los proyectos de generación fotovoltaicos que poseen una cadena de medición compartida por varias plantas de esta tecnología, se volvería dificultosa, si alguna de las sociedades involucradas llega a ser adquirida por un propietario diferente, por lo que es necesario que el ROBCP tenga establecido el mecanismo de separación de estas mediciones.

Asimismo, se considera importante incluir en las normas el caso de proyectos fotovoltaicos con potencia asignada en contratos suscritos en procesos de libre competencia, y que dispongan de potencia adicional a la contratada, estos tendrán el mismo problema de separación de mediciones, puesto que sólo tendrían un punto de conexión, y parte de su inyección es contrato y el resto será para el Mercado Mayorista de Electricidad, por lo que debe ser claramente identificada, debido a que su tratamiento es muy distinto en la conciliación y facturación de transacciones.

Acción tomada

En el caso de los proyectos La Trinidad, Ltda. De C.V. y Acajutla Solar I, Ltda. De C.V., debido a que el PM no ha remitido información de su medición oficial como fue propuesto, se ha operativizado la asignación de energía conforme a la metodología indicada por la UT en su nota con Ref. 0159/19 (Anexo 2), la cual es la siguiente:

- “1. La memoria de cálculo de los porcentajes horarios de asignación por planta, deben ser remitidos por los PMs a la UT, de forma diaria, a más tardar a las 9:00 a.m., con el objeto de que sean validados y utilizados en el posdespacho y la facturación indicativa.*
- 2. En caso de que los PMs no remitan los porcentajes de asignación, o los datos enviados por los PMs no sean válidos, la UT los determinará utilizando los registros de inyección y retiro del SCADA de cada planta.*
- 3. La energía total contratada asociada a dichos contratos se obtendrá de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2 de los*

Informe de regulación

Enero - junio 2019

contratos suscritos, es decir que la UT debe descontar las pérdidas de transmisión a la energía inyectada para determinar la energía contratada asociada a cada contrato. Dichas pérdidas se calculan aplicando lo establecido en el Capítulo 14 del ROBCP.

4. La energía asociada a cada contrato será determinada por la UT aplicando los porcentajes de desagregación de los nodos de cada distribuidora. El detalle horario de la energía asociada de los contratos se publicará en la tabla MDO_CONTRATOS_CONCURRENCIA, de la Base de datos de Conciliación en el esquema "indicativo" de forma diaria y, en el esquema oficial, en el proceso de elaboración del Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual, siendo estos valores oficiales de energía los que deben facturar a las distribuidoras contrapartes de los contratos.

5. Cabe agregar que, para la energía resultante asociada a los contratos, es necesario establecer el número de decimales a redondear, para lo cual se recomienda utilizar 10 decimales considerando que es el número de decimales aplicados a todas las licitaciones ejecutadas y vigentes a la fecha."

Se aclara que el método de asignación de energía es viable y adecuado debido a que el propietario de ambas plantas generadoras es el mismo. Sin embargo, si dicha condición cambia durante la vigencia de los contratos, la aplicación de este método debe ser aprobada por los nuevos propietarios, e informado a la UT y a las distribuidoras por medio de correspondencia formal para su futura aplicación.

Solicitud a SIGET

Evaluar la situación planteada y complementar la normativa vigente, con el objeto de evitar futuros inconvenientes en la facturación de las transacciones de inyección de los generadores fotovoltaicos y preparar la implementación de los procesos adicionales en la medición comercial de los mismos.

Se considera que una metodología con base a un prorrateo es técnicamente viable; sin embargo, es necesario complementar la normativa en el sentido de establecer un mecanismo administrativo en el cual los PM involucrados sean los responsables de dar soporte legal para la separación de las mediciones. Para ello, algunas metodologías recomendadas por la UT son, por ejemplo:

1. Para el caso de PM múltiples, la implementación de la participación de un auditor externo que determine y certifique las mediciones mensuales con la aprobación consensuada de ambos PM (Mecanismo Acuerdo 139-E-2015) a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, el cual ha resultado ser un proceso muy eficiente y viable, y no ha presentado problemas de validación, ni operación, ni conflictos legales.

Informe de regulación

Enero - junio 2019

2. Para el caso de un solo PM con 2 o más asignaciones de potencia contratada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.

3. Para el caso de un solo PM con potencia adicional instalada, debe establecerse la obligatoriedad al PM de determinar la separación de la medición y la confirmación de las mediciones oficiales mensuales a más tardar el tercer día hábil del mes posterior al mes a facturar, debidamente firmada y sellada.

En todos los casos la función de la UT será validar los datos horarios enviados por el o los PM antes de su facturación oficial.

- **Liquidación del mercado mayorista**

Antecedentes

El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP), establece en su Anexo 01- Inscripción, numeral 2.1: *“toda persona, natural o jurídica, que desee adquirir la categoría de participante en el Mercado Mayorista deberá presentar la solicitud de inscripción de acuerdo con el Apéndice B de este Anexo.”*.

Además, el anexo establece:

2.3 La solicitud de inscripción deberá incluir al menos la siguiente información:

(...) h) “Identificación de cuenta bancaria para la administración de créditos y débitos que surjan de las transacciones económicas en el mercado...”

Acatando las disposiciones anteriores, al momento de su inscripción, el PM identifica debidamente su cuenta bancaria en la cual se liquidan sus créditos y débitos que surjan de sus transacciones económicas en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Sin embargo, en el primer semestre de 2019, un PM notificó a la UT el cierre de su cuenta bancaria por parte del Banco de América Central, S.A. quien a su vez es el banco liquidador del Mercado Mayorista de Electricidad. Por lo que, a partir de ese momento dicho PM dejó de poseer cuenta bancaria reportada en la UT, para la liquidación de sus transacciones.

Inconvenientes detectados

El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción, establece la obligación de poseer una cuenta bancaria al momento que un solicitante presenta la información para ser inscrito como PM. Sin embargo, se ha identificado que existe un vacío legal al no normar los casos de PMs que ya se encuentran

Informe de regulación

Enero - junio 2019

operando comercialmente y dejan de poseer una cuenta bancaria, en el banco liquidador o en el Sistema Financiero de El Salvador, para la liquidación de sus transacciones.

Asimismo, el que un PM no posea cuenta bancaria, podría afectar el proceso de facturación y liquidación de todo el Mercado Mayorista de Electricidad, específicamente en el cumplimiento de las actividades siguientes, del Anexo 14 del ROBCP:

Anexo 14

3.2 *“Cada PM deberá tener habilitada su cuenta, la cual podrá ser consultada por la UT para efectos de verificación de fondos.”*

Numeral 6.4:

Actividad 4: “Cada PM deudor y en la fecha indicada en el calendario de facturación y liquidación deberá tener disponibles los montos deudores completamente liberados a la cuenta recolectora en el banco designado por la UT...”

Actividad 5: “... Una vez verificados los depósitos de cada PM deudor, la UT procederá a elaborar y remitir las instrucciones de transferencia de fondos a las instituciones bancarias para que desde la cuenta de la UT se realicen los pagos a los PMs con saldo acreedor...”

Actividad 6: “La liquidación para los PMs será realizada por la UT en un día mediante instrucciones a la institución financiera donde están abiertas las cuentas de liquidación...”

Por lo tanto, para dar cumplimiento a las actividades anteriores, el Reglamento no establece un mecanismo para llevar a cabo la liquidación de un PM que no posee cuenta bancaria durante su operación en el Mercado Mayorista. Tanto para los casos en los que resulte deudor, como para aquellos en los que resulte acreedor, en el mercado que administra la UT.

Acción tomada

Ante el cierre de la cuenta bancaria de un PM por parte del Banco liquidador, y a la negativa de éste en reportar a la UT otra cuenta en el Sistema Financiero para la liquidación de sus transacciones, y considerando que la situación del PM en los meses abril a junio de 2019; fue de naturaleza Acreedora, la UT remitió instrucciones al Banco para que emitiera cheques de gerencia a nombre de la sociedad que no poseía cuenta bancaria, en el cual se reflejaba el monto acreedor por sus transacciones en el Mercado Mayorista, para dar cumplimiento a los plazos establecidos en el ROBCP correspondientes a la liquidación de los meses indicados.

Informe de regulación

Enero - junio 2019

La acción fue realizada para dar cumplimiento particularmente a la Actividad No. 6, del numeral 6.4. PROCESO DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN del Anexo 14, que establece:

“La liquidación para los PMs será realizada por la UT en un día mediante instrucciones a la institución financiera donde están abiertas las cuentas de liquidación. Al final del día, la UT comprobará que en su cuenta se hayan registrado los montos de cargos y abonos correspondientes.”

No obstante, es importante mencionar que la acción mencionada fue viable en dichos meses porque el PM resultó acreedor en el Mercado Mayorista.

Solicitud a SIGET

Debido a que, para la situación planteada no existe un mecanismo contemplado dentro de la reglamentación para llevar a cabo la liquidación de las transacciones de un PM, que durante su operación en el Mercado Mayorista se quede sin cuenta bancaria, en el banco liquidador o en el Sistema Financiero de El Salvador, y en vista que dicha situación pone en riesgo la continuidad de la liquidación del mercado, se solicita analizar el caso e indicar una solución a la problemática identificada.

Cabe agregar, que este cambio a la norma es urgente, ya que si el PM resulta DEUDOR en el Mercado Mayorista, no se cuenta con mecanismos viables para el monitoreo de disponibilidad de fondos, lo cual le imposibilita a la UT realizar la liquidación de forma eficiente, e incrementa la probabilidad de que suceda una liquidación parcial, ya sea por falta de fondos o por retrasos en la gestión de pago del PM, por las diligencias necesarias de la Ley de Lavado de Dinero ante pagos en efectivo. Esto ya fue puesto en conocimiento de SIGET por medio de correspondencia dirigida al Superintendente con fechas 18 de junio y 31 de julio del presente año y con referencias 1034/19 y 1201/19; donde se solicitaba el análisis del caso y la opinión jurídica al respecto. (Anexo 3).

• Operación en Tiempo real

Afectaciones de la generación distribuida en el Mercado Mayorista

Antecedentes

En los últimos años en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se ha observado un aumento en la penetración de la Energía Renovable No Convencional (ERNC), específicamente de la tecnología Solar Fotovoltaica a nivel de los sistemas de distribución, lo cual ha impactado indirectamente en la operatividad del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) administrado y operado por la UT.

La última actualización de la información brindada a la UT de la generación solar fotovoltaica conectada a redes de distribución fue en marzo de 2019, en el

Informe de regulación

Enero - junio 2019

contexto del desarrollo del “Estudio del impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema”, la cual es información básica y no contiene el detalle de: los equipos instalados, configuración de sus inversores, inyección horaria o puntos de interconexión. Pese a que no se cuenta con dicha información, se realizan las maniobras necesarias para cumplir con lo establecido en la Ley General de Electricidad: mantener la seguridad del sistema y la calidad de los servicios.

Actualmente, el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), establece los lineamientos que debe cumplir la generación renovable no convencional perteneciente al Mercado Mayorista, sin embargo, se desconoce si la generación fotovoltaica conectada en redes de distribución cumple con dichos lineamientos.

Inconvenientes detectados

Algunos de los inconvenientes que experimenta el MME, debido a la cantidad de generación fotovoltaica distribuida que se encuentra operando en las redes de distribución son:

- **Eventos de Baja Frecuencia**

Durante los eventos de baja frecuencia ocurridos el 19 de mayo, 5 y 13 de julio del presente año, algunas de las plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución sufrieron una desconexión de la red, reflejándose como un aumento en la demanda en los alimentadores en donde están conectadas, incrementándose el desbalance carga-generación y consecuentemente ocasionando una disminución del porcentaje de carga neta desconectada por el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF). Lo anterior, afecta aún más la frecuencia del sistema. En el anexo 4 de este informe, se encuentran las gráficas que describen dichos eventos.

- **Demanda y cálculo de la Energía No Servida**

La entrada en operación de plantas de generación fotovoltaicas en el mercado minorista de electricidad ha ocasionado que el perfil de demanda del MME se haya modificado a lo largo de los años, de los cuales, el año 2019 es el que presenta un mayor impacto.

Lo anterior se puede evidenciar en el “aplanamiento” que presenta la curva horaria de generación en las horas de mayor irradiación solar, a causa de la generación fotovoltaica en distribución. En el anexo 5 de este informe, se encuentran las gráficas que describen el comportamiento del valor medio de la demanda para el mes de julio de los últimos cinco años.

Lo anterior, además de modificar el perfil de la demanda del MME, impacta en el pronóstico de demanda que realiza la UT, ya que la variación de la potencia generada de las plantas fotovoltaicas conectadas en los circuitos de

Informe de regulación

Enero - junio 2019

distribución agrega un nuevo elemento que debería considerarse en el pronóstico.

De igual forma, en el cálculo de asignación de la Energía No Servida (ENS), se han detectado problemas debido a la variación de potencia de las plantas fotovoltaicas en los circuitos de distribución en donde están conectadas.

Estas variaciones de generación agregan un nuevo elemento a dicho cálculo al no conocer si la variación que presenta el circuito fue ocasionada por la demanda o por dichas plantas.

- Transferencias de carga entre circuitos a nivel de distribución

La penetración a nivel de distribución de plantas fotovoltaicas está afectando las transferencias de cargas entre circuitos en la red de distribución, ya que al transferir la carga de equipos en donde se encuentra instalada generación fotovoltaica, esta generación reduce la carga del circuito. Sin embargo, las reducciones (por la variabilidad del recurso primario) en la potencia inyectada pueden aumentar la carga hasta llegar a sobrecargar el circuito donde fue transferida, poniendo en riesgo de disparo los circuitos involucrados. Esta situación se observó durante el mantenimiento en la subestación Sonsonate el 18 de agosto de 2019.

- Desconexión por variaciones de tensión

Durante 2019, se observó que ante variaciones de tensión en los nodos del SEP ocurrieron desconexiones de plantas fotovoltaicas conectadas en distribución, por ejemplo:

- El 16 de agosto a las 14:21 horas, se pierde carga en la subestación San Bartolo, al mismo tiempo se observa disparo de generación distribuida conectada en la subestación La Unión.
- El 11 de febrero a las 15:08 horas, durante el evento de disparo de línea Ateos-Talnique, ocurrió el disparo de dos plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en las subestaciones San Bartolo y Ateos. En el anexo 6, se adjunta un fragmento del *Informe de evento 3/2019*, donde se comunica a los distribuidores sobre esta situación.
- Entre el 2 de enero y el 23 de febrero, se registraron hasta 9 eventos de disparo de generación distribuida en la subestación San Miguel por pérdida de carga en las subestaciones San Bartolo, San Antonio Abad, Ateos, Soyapango, etc. En el anexo 7, se adjuntan los gráficos donde se observa esta problemática.

Hasta la fecha, la UT no tiene información de los ajustes de protecciones por huecos de tensión de las plantas fotovoltaicas conectadas en distribución, pero es necesario que las mismas cuenten con ajustes que les permitan seguir operando ante eventos con variaciones transitorias de la tensión del SEP. La

Informe de regulación

Enero - junio 2019

salida de estas plantas ante huecos de tensión puede agravar las condiciones postfalla de un evento y poner en riesgo la seguridad operativa del SEP.

- **Control de la generación distribuida**

Se prevé que conforme aumente el número de plantas de Energía Renovable No Convencional (ERNC), en las horas de los días de baja demanda (domingos, feriados, etc.), se tendrán casos en los que la generación base (Biomasa+ Geotérmica+ ERNC) será mayor que la demanda del MME, es por ello que se vuelve necesario tener un mecanismo normativo por el cual se pueda solicitar la reducción de las plantas del MME y de la generación distribuida.

De lo contrario, se tendrían excesos de generación que serían enviados al Sistema Eléctrico Regional y se incumplirían los criterios de desempeño del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Adicionalmente, ante eventos con montos elevados de pérdida de demanda en los cuales se requiera bajar generación, en días en donde solo se cuenta con generación base, también es necesario tener un mecanismo regulatorio para solicitar la reducción de la generación distribuida con el objetivo de mantener la seguridad del sistema.

En conclusión, al no existir en la regulación nacional vigente, normativa en cuanto a la generación renovable no convencional conectada en redes de distribución y que no participa en el mercado mayorista, se impacta indirectamente en la operación del sistema de transmisión y del Mercado Mayorista de Electricidad, tal como se ha expuesto anteriormente.

Solicitud a SIGET

Valorar las situaciones planteadas, y que se consideren los siguientes aspectos para una posible solución:

1. Que las compañías distribuidoras informen continuamente a la UT el listado de plantas ERNC y datos técnicos conectadas en sus redes y las que se encuentran en proceso de construcción.
2. Que las compañías distribuidoras deben homologar los requisitos de huecos de tensión y protecciones de frecuencia de las plantas ERNC conectadas en sus redes, conforme a lo establecido en el ROBCP.
3. Establecer los mecanismos para disponer de información de tiempo real de las inyecciones de las plantas ERNC conectadas en las redes de distribución.
4. Establecer un mecanismo regulatorio, que permita a la UT, bajo condiciones particulares de baja demanda y excesos de generación, o por seguridad del sistema, solicitar reducciones de potencia activa de las plantas ERNC conectadas a distribución, para cumplir con los requisitos de calidad y seguridad operativa del sistema.

Conflictos y sanciones

En cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

Conflictos y sanciones

Durante el primer semestre del 2019, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes de Mercado, referente al Mercado Mayorista de Electricidad.

Anexos

- Anexo 1. Carta de Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V.
- Anexo 2. Respuesta de UT para Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V.
- Anexo 3. Cartas a la SIGET: Caso Cuenta Liquidadora
- Anexo 4. Eventos de baja frecuencia.
- Anexo 5. Valor medio de demanda
- Anexo 6. Fragmento del Informe de evento 3/2019.
- Anexo 7. Desconexión por variaciones de tensión

Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 1. Carta de Proyecto La Trinidad



PROYECTO LA TRINIDAD, Ltda. de C.V.
ACAJUTLA ENERGÍA SOLAR I, Ltda. de C.V.

Calle La Mascota 533
Colonia San Benito
San Salvador
El Salvador

T +503 2257 0938

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.
INGRESO DE CORRESPONDENCIA

FECHA: 25/01/2019
HORA: 2:24 PM
Recibido por: Raquel Silva
Clave/Archivo: LA TRINIDAD-88

San Salvador, 24 de enero de 2019.

Señores
Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
Presente.

Atención a: Ing. Luis González
Gerente General

Estimada Ing. González,

Le deseamos los mayores éxitos profesionales en este año que acaba de comenzar.

El propósito de la presente carta es solicitar la aprobación al método de asignación de energía y potencia para el suministro de los Contratos de Abastecimiento de Largo Plazo que mis representadas, los PM Generadores Proyecto La Trinidad, Limitada de Capital Variable (en adelante "Proyecto La Trinidad") y Acajutla Energía Solar I, Limitada de Capital Variable (en adelante "Acajutla Energía"), suscribieron con las distribuidoras a raíz de su adjudicación en el Proceso de Licitación Pública de Libre Concurrencia No. DELSUR-CLP-RNV-001-2013, que a continuación se detallan:

No.	Contrato No.	Sociedad Vendedora	Proyecto	Sociedad Compradora
1.	CLP-RNV-034-2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Caess
2.	CLP-RNV-038-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	Caess
3.	B&D-RNV-003-2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	B&D
4.	B&D-RNV-004-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	B&D
5.	CLP-RNV-035-2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Aes Clesa
6.	CLP-RNV-039-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	Aes Clesa
7.	DELSUR-GPC-84/2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Delsur
8.	DELSUR-GPC-85/2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	Delsur
9.	CLP-RNV-037-2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Deusem
10.	CLP-RNV-041-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	Deusem
11.	CLP-RNV-002-2014	Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Edesal
12.	CLP-RNV-003-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	Edesal
13.	CLP-RNV-036-2014	Proyecto La Trinidad	Trinidad	EEO
14.	CLP-RNV-040-2014	Proyecto La Trinidad	Márquez	EEO
15.	CLP-RNV-030-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	Caess
16.	CLP-RNV-031-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	Aes Clesa
17.	CLP-RNV-033-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	Deusem
18.	CLP-RNV-032-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	EEO
19.	B&D-RNV-002-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	B&D
20.	CLP-RNV-004-2014	Acajutla Energía	Los Remedios	Edesal
21.	DELSUR-GPC-82/2014	Acajutla Energía	Los Remedios	Delsur

La implementación de este método de asignación de energía y potencia es necesario ya que, pese a tratarse de dos PM Generadores independientes, ambos comparten un único punto de interconexión en la subestación Acajutla perteneciente a ETESAL y por tanto existe un único Sistema de Medición Comercial (SIMEC) instalado en el nodo de conexión a la red tal y como establece el artículo 18.2.1.1 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (en adelante "ROBCP").

A efectos de poder cuantificar y auditar la energía y potencia generada por cada proyecto se ha instalado un sistema de medición, compuesto por medidor principal y medidor de respaldo, marca Electro Industries, modelo SHARK 200. Estos sistemas de medición cumplen con los parámetros de precisión dispuestos por el ROBCP y su Anexo 13-Medición Comercial. Adjuntamos para su comodidad copia del informe "Auditoría del Sistema de Medición Planta Remedios I, Remedios II, Trinidad, Márquez y Sonsonate" llevado a cabo por la empresa Quantico,

Informe de regulación

Enero -junio 2019

S.A. de C.V. y fechado el 14 de enero del presente año así como copia de la ficha técnica de los medidores instalados.

A continuación se detallan los números de serie de los medidores correspondiente a cada Proyecto.

LOS REMEDIOS ¹			
Bloque 1 – 10 MW		Bloque 2 – 10 MW	
Principal:	1812-0223664629	Principal:	1812-0220148926
Respaldo:	1812-0223664831	Respaldo:	1812-0223675631
TRINIDAD			
Principal:	1812-0220149220		
Respaldo:	1812-0223674529		
MÁRQUEZ			
Principal:	1812-0223663527		
Respaldo:	1812-0223664124		

Atentamente solicitamos la aprobación del método siguiente de cálculo que permite asignar a cada proyecto de forma independiente la energía y potencia generadas en función de su desempeño:

1. Se realiza una sumatoria de la lectura de los medidores de Trinidad, Márquez y Los Remedios, con el objetivo de obtener el total de la energía y potencia generadas por los proyectos en conjunto.
2. Después de obtener el total de la energía y potencia generadas, se divide la lectura de los medidores de cada planta por el total de la energía y potencia calculadas en el número 1 anterior.
3. El resultado del cálculo realizado en el número 2 anterior, es el porcentaje que corresponde a lo generado por cada planta individualmente con respecto al total inyectado.
4. Dichos porcentajes se multiplicarán por la lectura obtenida del medidor SIMEC en el nodo de interconexión a la red, con el fin de asignar a cada proyecto su contribución individual a la energía que ha sido inyectada en el sistema restando las pérdidas de transformación y transmisión incurridas hasta el punto de entrega a la red de transmisión.

Se adjunta como Anexo I, un ejemplo del método de cálculo detallado anteriormente.

Atentamente,

SEBASTIÁN EDUARDO LIBKIND LASTRA
APODERADO GENERAL ADMINISTRATIVO Y MERCANTIL
PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.
TERCER GERENTE
ACAJUTLA ENERGÍA SOLAR I, LTDA. DE C.V.

DOY FE: Que la firma que antecede es AUTÉNTICA, por haber sido reconocida en mi presencia por SEBASTIÁN EDUARDO LIBKIND LASTRA, de cuarenta años de edad, Economista, de nacionalidad española, del domicilio de Madrid, España, a quien conozco e identifico por medio de Pasaporte español número PAI uno nueve ocho ocho cuatro dos. San Salvador, a los veinticuatro días del mes de enero de dos mil diecinueve.

¹ Para la medición de la energía generada por dicho proyecto se ha dividido la planta en dos bloques de 10 MW nominales cada uno, contando cada bloque de 10 MW nominales con un sistema de medición principal y otro de respaldo. Para obtener la producción total del proyecto Los Remedios basta con sumar las lecturas de los Bloques 1 y 2.

Informe de regulación

Enero - junio 2019

ANEXO I - EJEMPLO ILUSTRATIVO

Ejemplo ilustrativo de lecturas en los medidores de las Plantas Trinidad, Márquez, Los Remedios y el medidor SIMEC (no contiene datos reales):

- Trinidad 23,000 MWh
- Márquez 19,000 MWh
- Los Remedios 35,000 MWh
- SIMEC 76,000 MWh

1. Se realiza una sumatoria de la lectura de los medidores de Trinidad, Márquez y Los Remedios, con el objetivo de obtener el total de la energía y potencia generadas por los proyectos en conjunto:

Trinidad 23,000 MWh + Márquez 19,000 MWh + Los Remedios 35,000 MWh = **77,000 MWh**

2. Después de obtener el total de la energía y potencia generadas, se divide la lectura de los medidores de cada planta por el total de la energía y potencia calculadas en el número 1 anterior:

Trinidad 23,000 MWh / 77,000 MWh = 29.87 %
Márquez 19,000 MWh / 77,000 MWh = 24.68 %
Los Remedios 35,000 MWh / 77,000 MWh = 45.45 %

3. El resultado del cálculo realizado en el número 2 anterior, es el porcentaje que corresponde a lo generado por cada planta individualmente con respecto al total inyectado.
4. Dichos porcentajes se multiplicarán por la lectura obtenida del medidor SIMEC en el nodo de interconexión a la red, con el fin de asignar a cada proyecto su contribución individual a la energía que ha sido inyectada en el sistema restando las pérdidas de transformación y transmisión incurridas hasta el punto de entrega a la red de transmisión:

Trinidad = Lectura SIMEC * porcentaje de Trinidad obtenido en No. 2
76,000 MWh * 29.87 % = 22,701 MWh
Márquez = Lectura SIMEC * porcentaje de Márquez obtenido en No. 2
76,000 MWh * 24.68 % = 18,753 MWh
Los Remedios = Lectura SIMEC * porcentaje de Los Remedios obtenido en No. 2
76,000 MWh * 45.45 % = 34,545 MWh

Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 2. Respuesta de la UT para Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V.



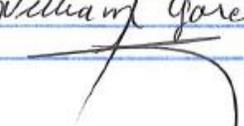
Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Km. 12 1/2 Carretera al Puerto de La Libertad, desvío a Nuevo Cuscatlán, Nuevo Cuscatlán, La Libertad, Apartado Postal No. 163, El Salvador, C.A.
PBX: (503) 2521-7300 Fax: (503) 2521-7301

Nuevo Cuscatlán, 31 de enero de 2019

Ref. 0159/19

Señor
Sebastián Eduardo Libkind Lastra
Apoderado General Administrativo y Mercantil
Proyecto La Trinidad, LTDA. de C.V.
Tercer Gerente
Acajutla Energía Solar I, LTDA. de C.V.

CORRESPONDENCIA RECIBIDA
HORA: 3:36 pm
FECHA: 01 Feb. 2019
NOMBRE: William Govea
FIRMA: 

Estimado señor Libkind:

En atención a su nota del 24 de enero de 2019, en la que nos solicita aprobar el método de asignación de energía para el suministro de los Contratos de Abastecimiento de Largo Plazo suscritos por Proyecto La Trinidad, Limitada de Capital Variable (en adelante "Proyecto La Trinidad" y Acajutla Energía Solar I, Limitada de Capital Variable (en adelante "Acajutla Energía") con las distribuidoras en la Licitación Pública de Libre Concurrencia DELSUR-CLP-RNV-001-2013, le indicamos que se ha revisado el procedimiento remitido, y la documentación técnica de los medidores de las plantas generadoras, concluyendo que la metodología propuesta es adecuada y viable en su aplicación.

Asimismo, es indispensable indicar las actividades a realizar por el PM, la UT y los plazos a cumplir, para determinar la energía asociada a cada uno de los contratos considerando lo establecido en los documentos contractuales, en el ROBCP y en los procesos de conciliación y facturación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). A continuación, se detallan las actividades y plazos:

1. La memoria de cálculo de los porcentajes horarios de asignación por planta, deben ser remitidos por los PMs a la UT, de forma diaria, a más tardar a las 9:00 a.m., con el objeto de que sean validados y utilizados en el posdespacho y la facturación indicativa.
2. En caso de que los PMs no remitan los porcentajes de asignación, o los datos enviados por los PMs no sean válidos, la UT los determinará utilizando los registros de inyección y retiro del SCADA de cada planta.
3. La energía total contratada asociada a dichos contratos se obtendrá de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2 de los contratos suscritos, es decir que la UT debe descontar las pérdidas de transmisión a la energía inyectada para determinar la energía contratada asociada a cada contrato. Dichas pérdidas se calculan aplicando lo establecido en el Capítulo 14 del ROBCP.
4. La energía asociada a cada contrato será determinada por la UT aplicando los porcentajes de desagregación de los nodos de cada distribuidora. El detalle horario de la energía asociada de los contratos se publicará en la tabla MDO_CONTRATOS_CONCURRENCIA, de la Base de datos de Conciliación en el

Informe de regulación

Enero - junio 2019



esquema "indicativo" de forma diaria y, en el esquema oficial, en el proceso de elaboración del Documento de Transacciones Económicas (DTE) mensual, siendo estos valores oficiales de energía los que deben facturar a las distribuidoras contrapartes de los contratos.

5. Cabe agregar, que para la energía resultante asociada a los contratos, es necesario establecer el número de decimales a redondear, para lo cual se recomienda utilizar 10 decimales considerando que es el número de decimales aplicados a todas las licitaciones ejecutadas y vigentes a la fecha.

En este punto, es indispensable aclarar que el método de asignación de energía propuesto es viable y adecuado debido a que el propietario de ambas plantas generadoras es el mismo. Sin embargo, si dicha condición cambia durante la vigencia de los contratos, la aplicación de este método debe ser aprobada por los nuevos propietarios, e informado a la UT y a las distribuidoras por medio de correspondencia formal para su futura aplicación.

Por otra parte, se le solicita que los medidores de las plantas sean sometidos a auditorias anuales para garantizar su correcto funcionamiento y se remita a la UT copia de los informes correspondientes, lo cual permitirá a la UT continuar avalando la aplicación del método propuesto.

Sin otro particular y agradeciendo su atención a la presente.

Atentamente,

Lita Quintana

Gerente Conciliación de Transacciones

Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 3. Cartas a la SIGET: Caso Cuenta Liquidadora



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Km. 12 1/2 Carretera al Puerto de La Libertad, desvío a Nuevo Cuscatlán, Nuevo Cuscatlán, La Libertad, Apartado Postal No. 163, El Salvador, C.A.
PBX: (503) 2521-7300 Fax: (503) 2521-7301

Nuevo Cuscatlán, 18 de junio de 2019

Ref.1034/19

Ingeniero
Manuel Ernesto Aguilar
Superintendente General de
Electricidad y Telecomunicaciones



Estimado ingeniero Aguilar:

Con relación a lo señalado en la Actividad 5 VERIFICACIÓN DE FONDOS DISPONIBLES del ANEXO 14 ADMINISTRACIÓN DE LOS PROCESOS DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN, del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción-ROBCP; nos enteramos de que la cuenta liquidadora del Participante de Mercado TERMOPUERTO, S.A. de C.V., en el Banco de América Central, S.A.- BAC, ha sido cerrada por decisión de dicho banco.

En la liquidación de transacciones correspondientes a abril del año en curso, el Participante de Mercado (PM) resultó acreedor y a falta de su cuenta liquidadora, procedimos a girar instrucciones al banco liquidador (BAC) para que, con cargo a la cuenta liquidadora de la UT en dicho banco, emitiera un cheque de gerencia a favor del referido PM solventando así el inconveniente.

Tomando como base este caso y previendo que en futuras liquidaciones del mercado mayorista de electricidad, se repita esta situación o se agrave, cuando el PM sale deudor y no posee cuenta bancaria donde se pueda verificar la existencia de los fondos que éste debe tener disponibles para saldar su deuda, o si el PM no tiene cuentas bancarias en nuestro sistema financiero de donde él pueda hacer una transferencia a nuestra cuenta liquidadora para saldar su adeudo; nuestra Junta Directiva, en su sesión No. 539 celebrada el día 11 de los corrientes, ACORDÓ instruirme para remitirle esta nota, ".....solicitándole un análisis jurídico y una opinión regulatoria sobre el proceder de la UT, cuando a un PM le es cerrada su cuenta liquidadora en el banco designado por la UT para la liquidación de las transacciones del Mercado Mayorista; y cuando, además, pueda llegar a no tener cuentas bancarias en el Sistema Financiero."

Deseándole éxitos en el desempeño de sus funciones, nos suscribimos,

Atentamente,

Eduardo Alberto Pérez Mancía
Presidente

Informe de regulación

Enero - junio 2019



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Km. 12 1/2 Carretera al Puerto de La Libertad, desvío a Nuevo Cuscatlán, Nuevo Cuscatlán, La Libertad, Apartado Postal No. 163, El Salvador, C.A.
PBX: (503) 2521-7300 Fax: (503) 2521-7301

Nuevo Cuscatlán, 31 de julio de 2019

Ref.1201/19

Ingeniero
Manuel Ernesto Aguilar
Superintendente General de
Electricidad y Telecomunicaciones

CORRESPONDENCIA RECIBIDA
HORA: SIGET 31 JUL '19 2:07
FECHA:
NOMBRE: Kada Chavez
FIRMA: Kada Chavez
RECIBIDO
SIGET

Estimado ingeniero Aguilar:

Nos referimos a nuestra carta Ref.1034/19, enviada con fecha 18 de junio de 2019, en la cual solicitamos un análisis jurídico y una opinión regulatoria sobre el proceder de la UT, cuando a un PM les es cerrada la cuenta liquidadora en el banco designado por la UT para la liquidación de las transacciones del Mercado Mayorista y cuando, además, pueda no llegar a tener cuentas bancarias en el sistema financiero.

Con base a lo expuesto, lo relevante del caso, y dado que a esta fecha aún no hemos recibido respuesta a nuestra petición, reiteramos atentamente nuestra solicitud quedando en la disposición de evacuar cualquier interrogante relacionada con este tema.

Aprovecho la ocasión para saludarle.

Atentamente,



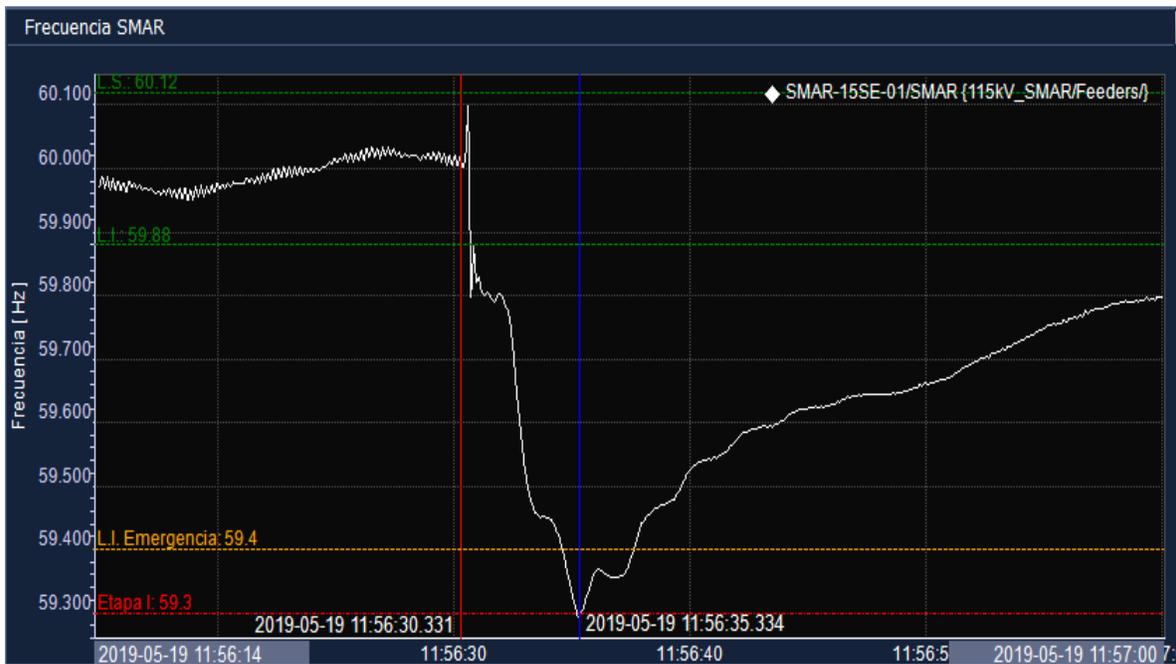
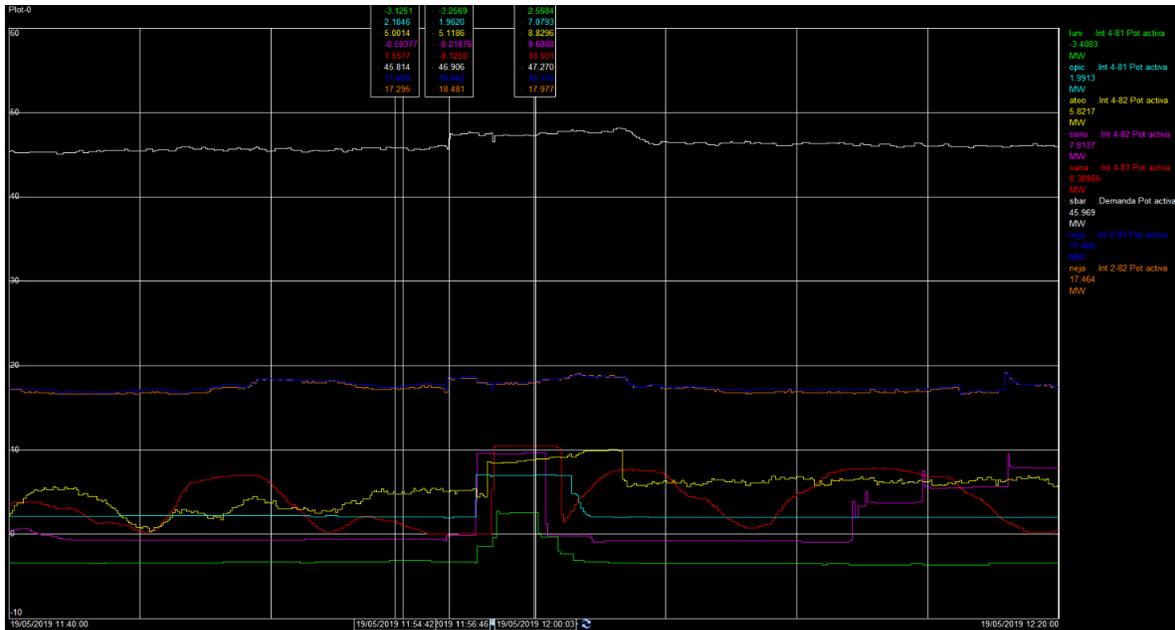
Luis Enrique González Paredes
Gerente General

Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 4. Eventos de baja frecuencia

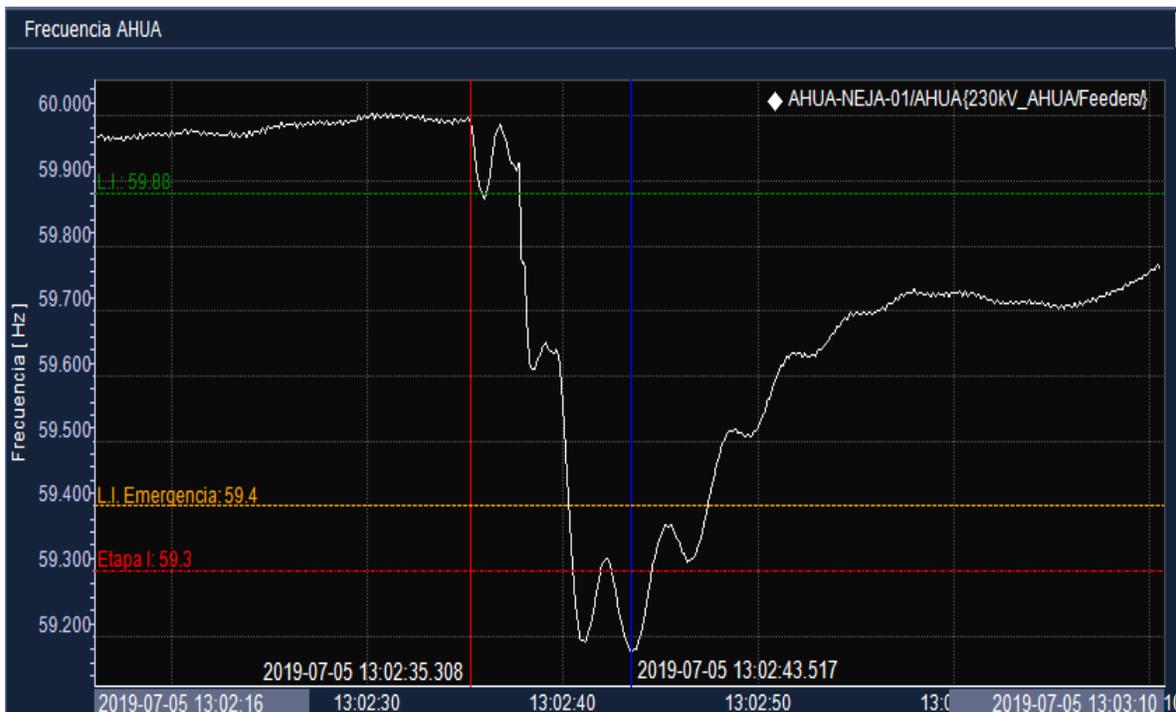
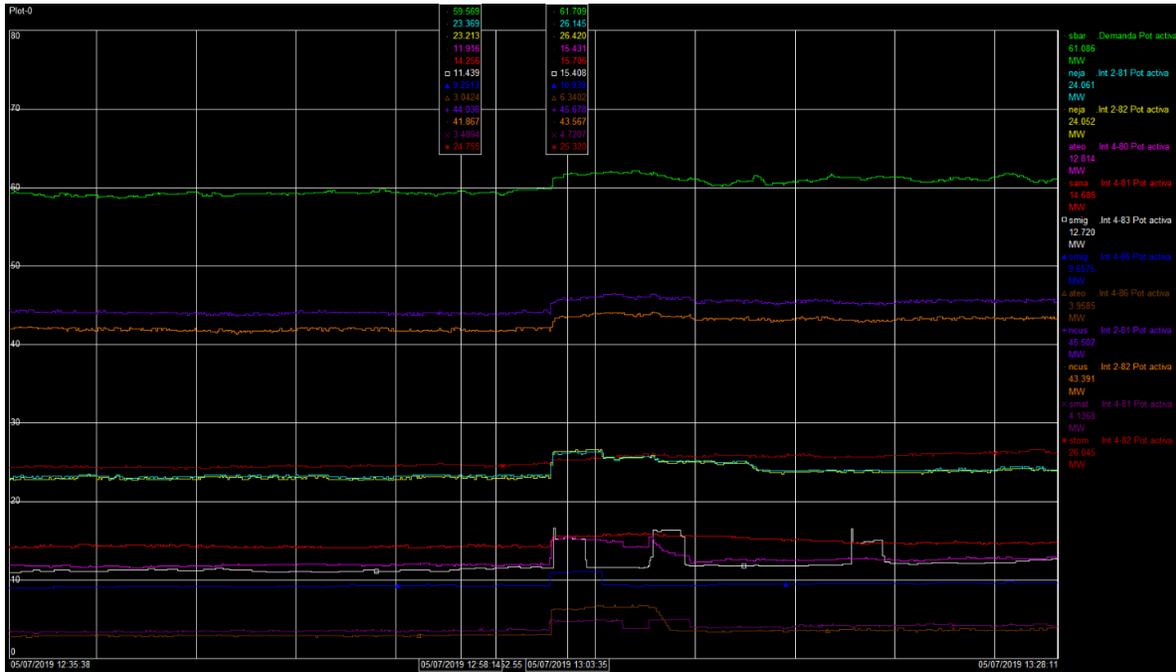
19-may-19: Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectas a nivel de distribución, esto provoca que el evento de baja frecuencia se vea aún más afectado.



Informe de regulación

Enero - junio 2019

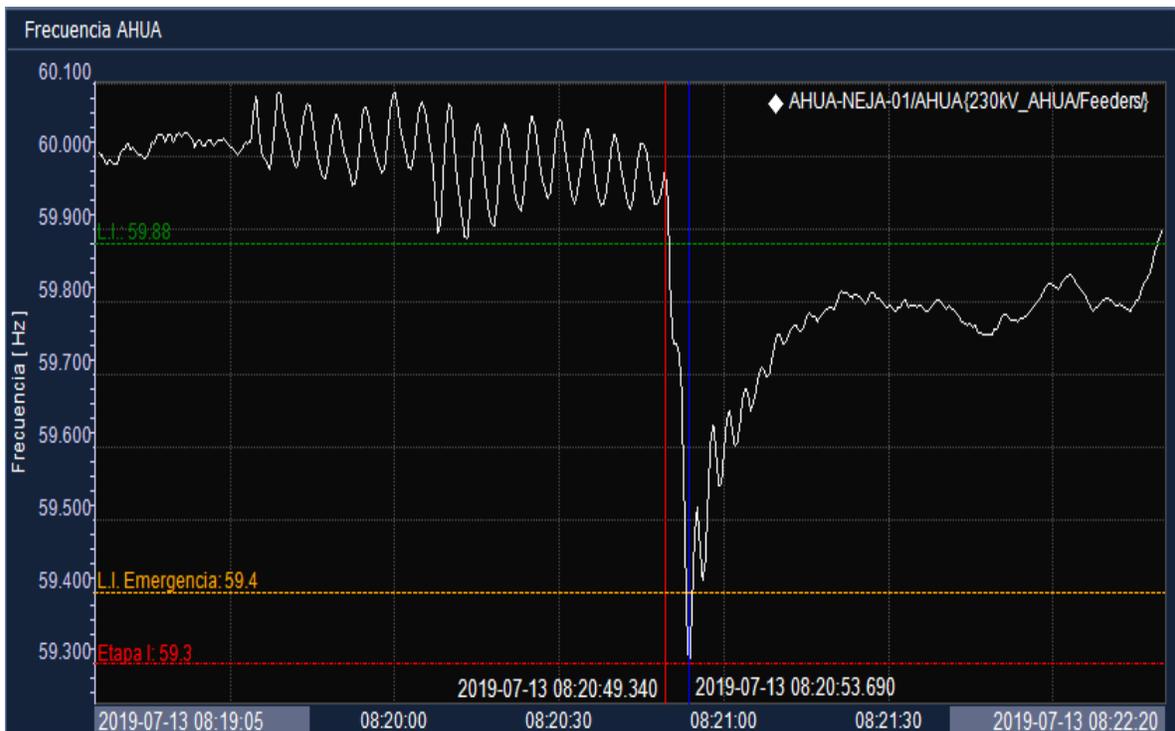
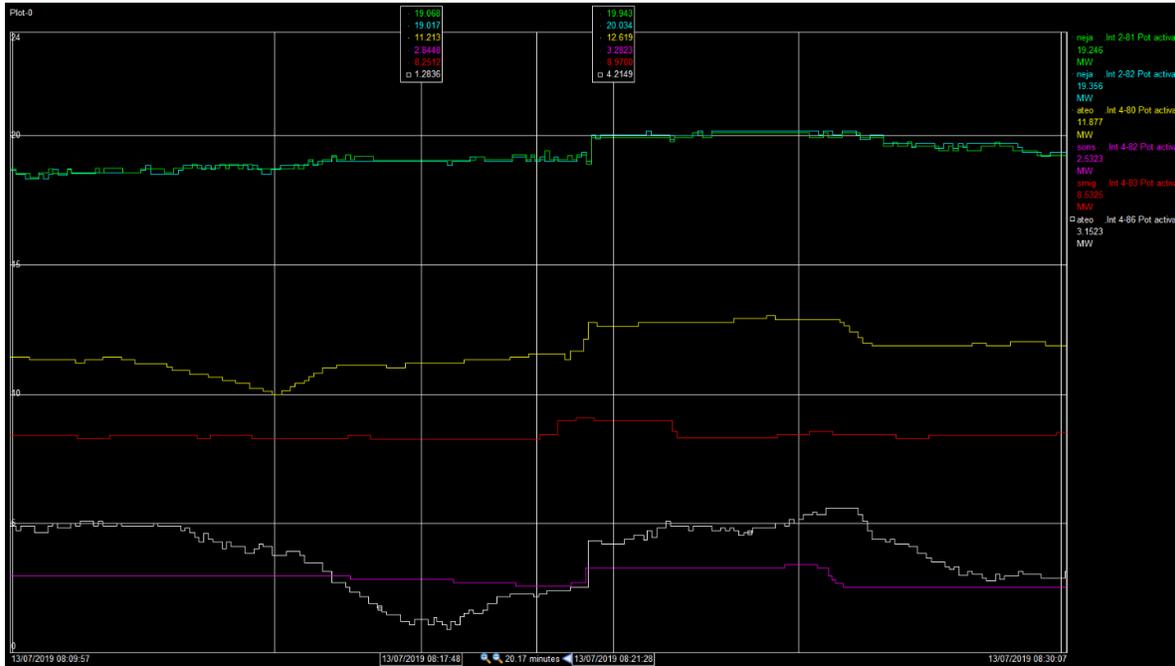
05-jul-19: Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectas a nivel de distribución, esto provoca que el evento de baja frecuencia se vea aún más afectado.



Informe de regulación

Enero - junio 2019

13-jul-19: Durante evento de baja frecuencia ocurrió el disparo de varias plantas fotovoltaicas conectas a nivel de distribución, esto provoca que el evento de baja frecuencia se vea aún más afectado.

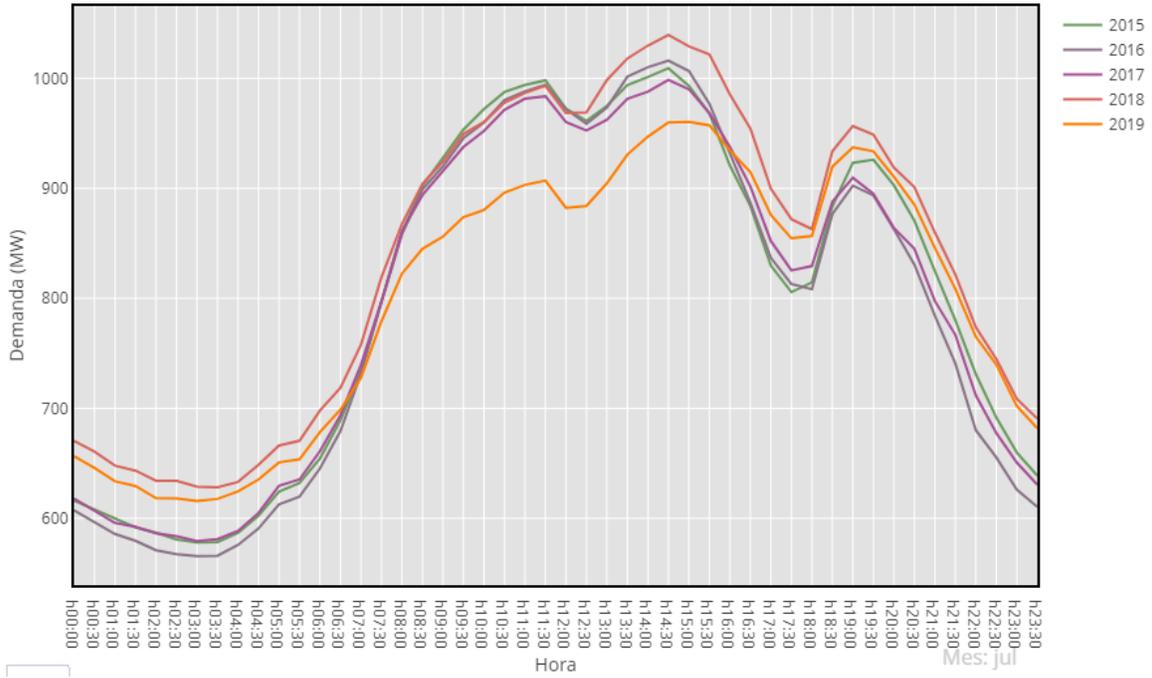


Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 5. Valor medio de demanda

Cambio en el valor medio de la demanda para el mes de julio en los últimos cinco años.

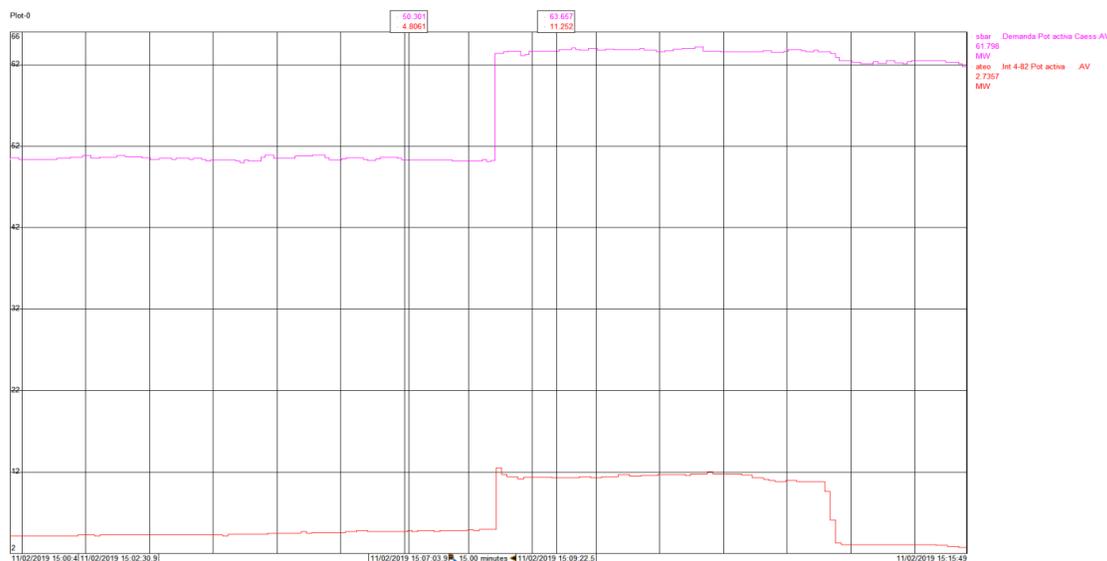


Informe de regulación

Enero - junio 2019

Anexo 6. Fragmento del Informe de evento 3/2019.

11-feb-19: Durante evento de disparo de la línea Ateos-Talnique, ocurrió el disparo de dos plantas fotovoltaicas conectadas a nivel de distribución en las subestaciones San Bartolo y Ateos.



Informe de evento 03-2019

6. Conclusiones

- ❑ Ocurrió disparo de la línea de transmisión a 115 kV Ateos-Talnique por falla bifásica de las fases A y B, la cual fue liberada correctamente.
- ❑ Ocurrió el disparo de los motores 1 y 3 de Talnique por operación de relé diferencial al ser aislada la fase 1 por el disparo de la línea Ateos-Talnique y cero voltaje de la barra No. 2 de 115 kV de la subestación Talnique.
- ❑ Ocurrió el disparo de los motores 6 y 7 de Textufl por operación del relé de bajo voltaje del MAIN 5.
- ❑ Ocurrió la pérdida de generación de las plantas fotovoltaicas Remedios, Trinidad y Márquez por operación de la configuración de sus inversores, provocando que inyectaran potencia reactiva al sistema.
- ❑ **Ocurrió la pérdida de 20.8 MW de generación por mala operación de sus protecciones, a nivel de distribución, a causa del disparo de la línea Ateos-Talnique.**

7. Recomendaciones

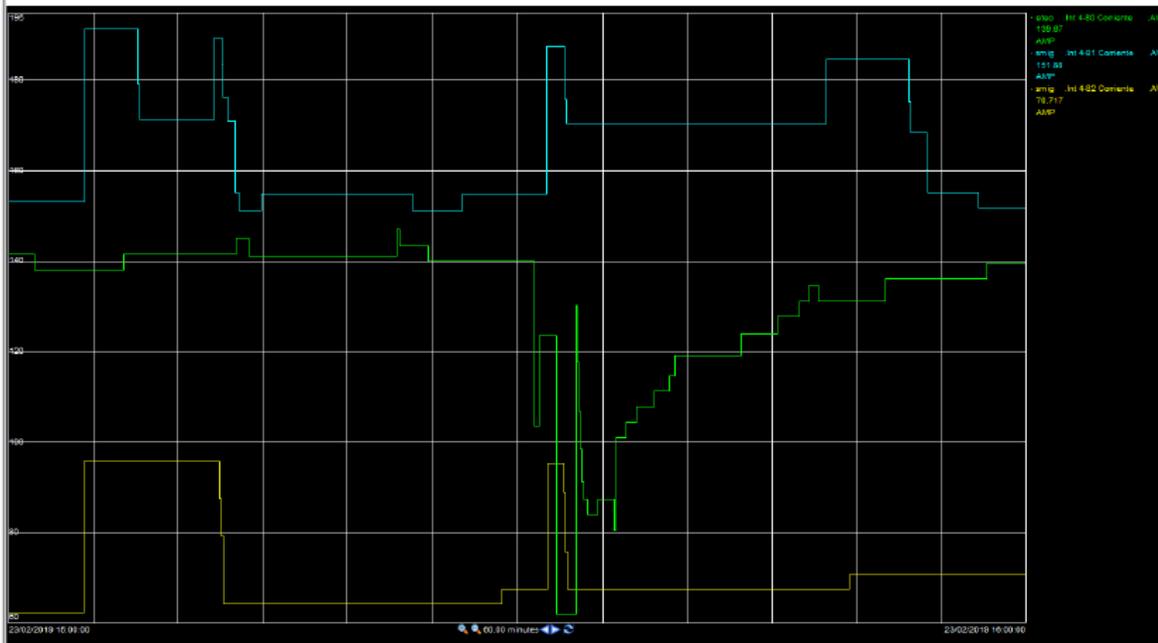
- ❑ Textufl debe tomar las acciones necesarias para que no se indisponga su generación ante contingencias externas, para evitar pérdidas de generación que pongan en riesgo al sistema y cumplir con los tiempos de liberación de fallas establecidos en el numeral 6.2. del Anexo 12 - Normas de calidad y seguridad operativa del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).
- ❑ **Las empresas distribuidoras con generación distribuida deben de revisar la configuración de huecos de tensión de plantas fotovoltaicas conectadas en su red para homologarlo a los requerimientos del ROBCP y así evitar pérdidas de generación innecesarias y que bajo ciertas condiciones pueden representar un riesgo para el sistema.**

Informe de regulación

Enero - junio 2019

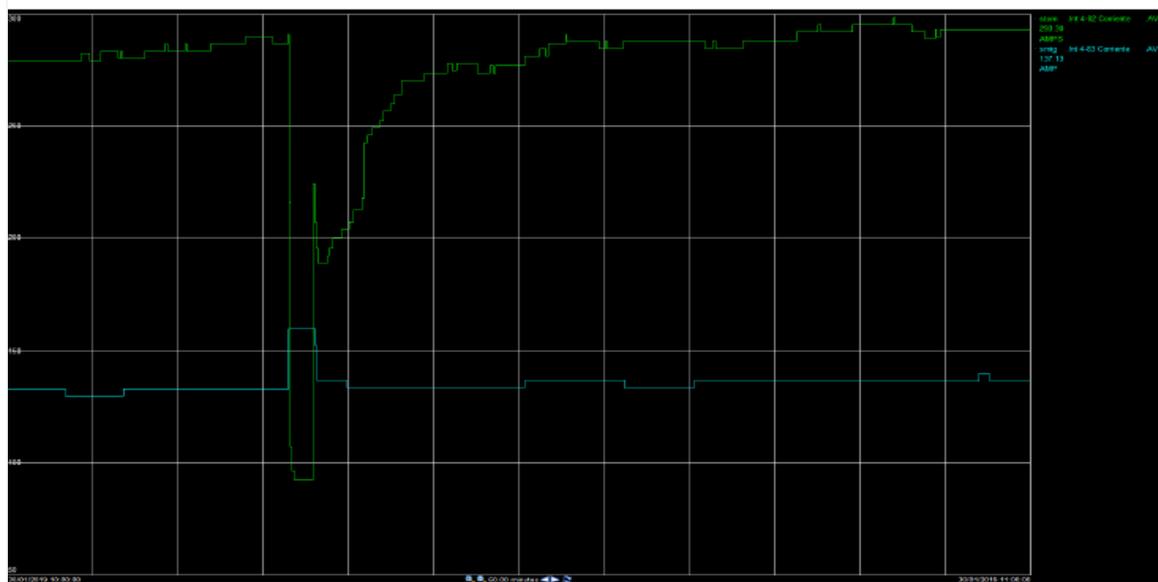
Anexo 7. Desconexión por variaciones de tensión

Falla en el 44-4-80 y pérdida de generación en los circuitos 34-4-81 y 34-4-82



15:31 23/02/2019

Falla en el 46-4-82 y pérdida de generación en el circuito 34-4-83

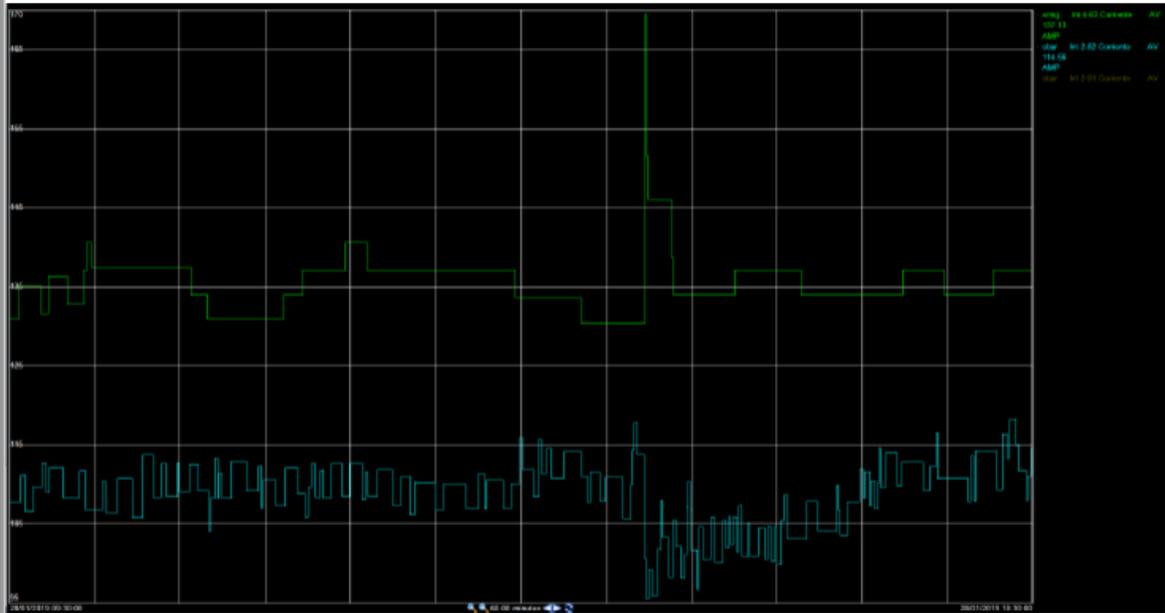


10:16 30/01/2019

Informe de regulación

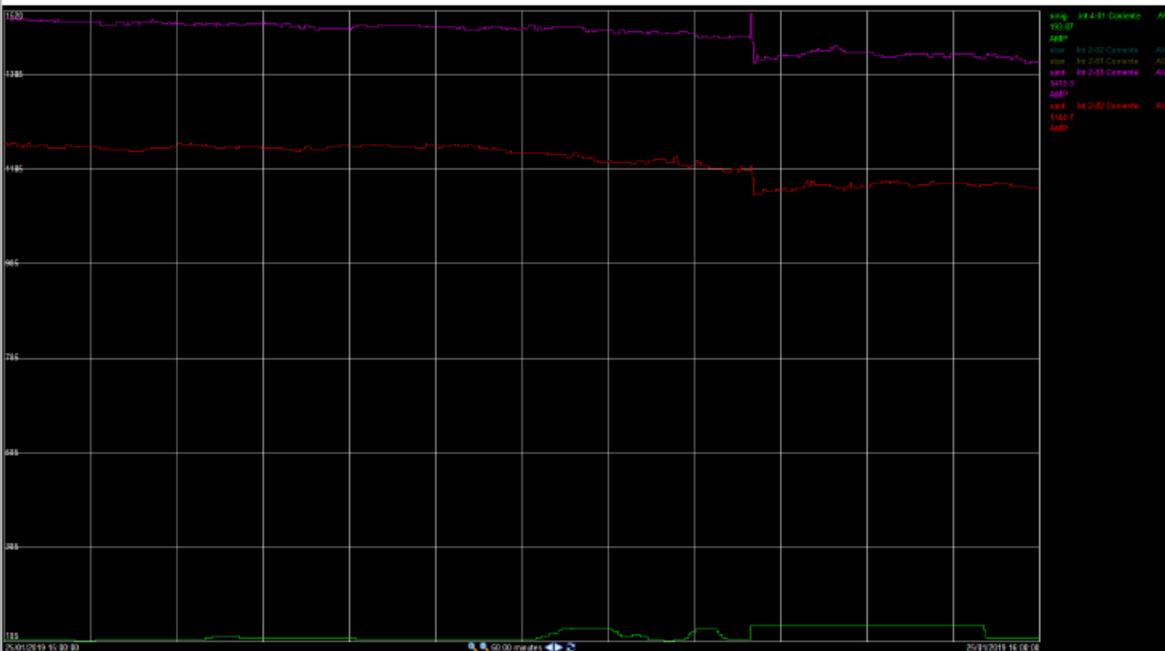
Enero - junio 2019

Falla en el 45-2-82 y pérdida de generación en el circuitos 34-4-83



15:31 23/02/2019

Falla en San Antonio y pérdida de generación en el circuito 34-4-81

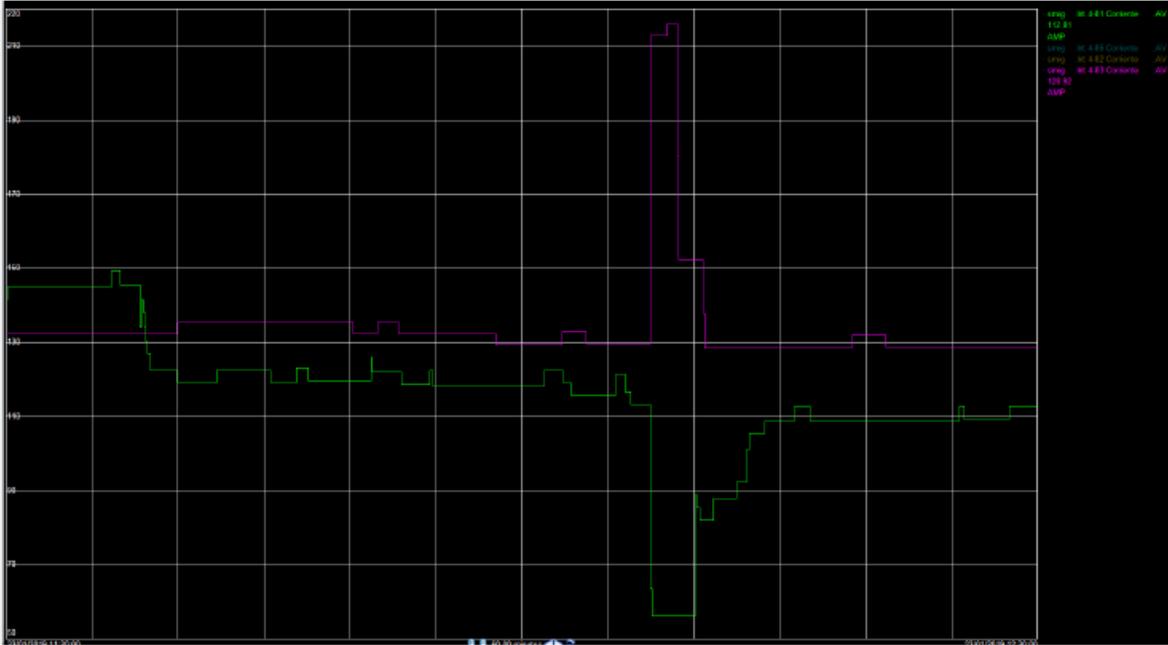


15:43 25/01/2019

Informe de regulación

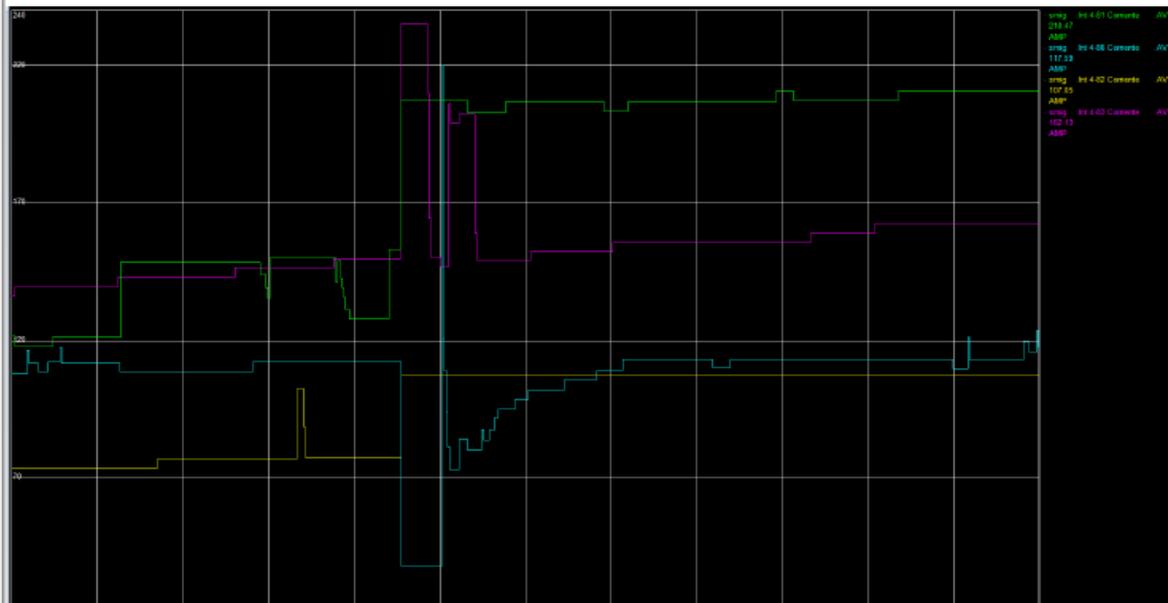
Enero - junio 2019

Falla en el 34-4-81 y pérdida de generación en el circuito 34-4-83



12:07 23/01/2019

Falla en el 34-4-86 y pérdida de generación en los circuito 34-4-81, 34-4-82 y 34-4-83

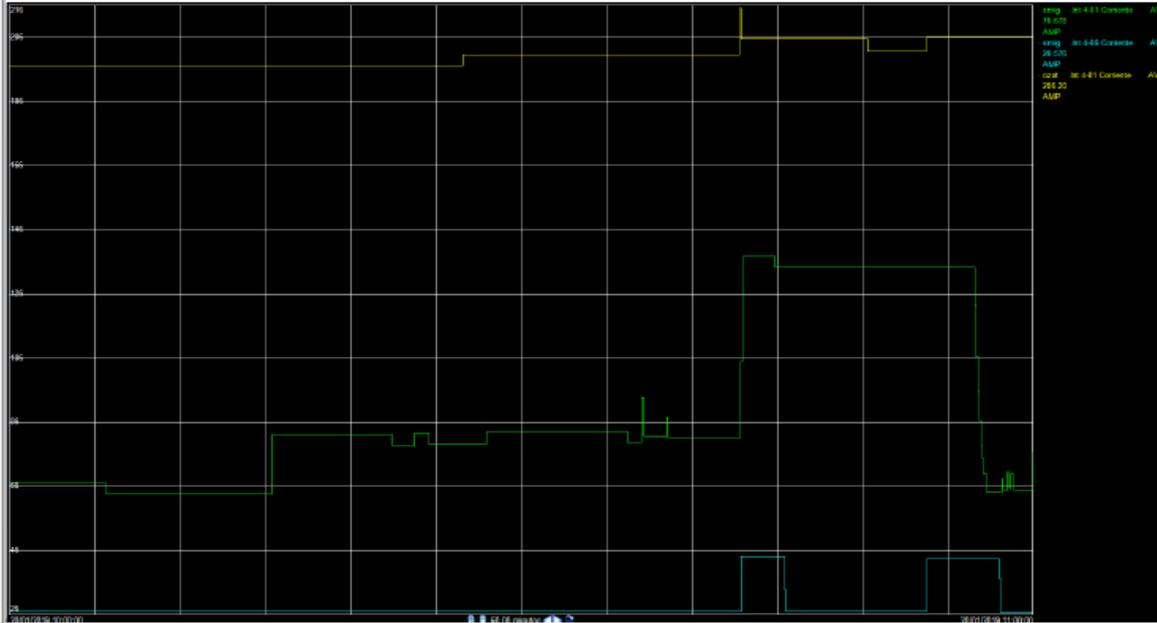


13:22 23/01/2019

Informe de regulación

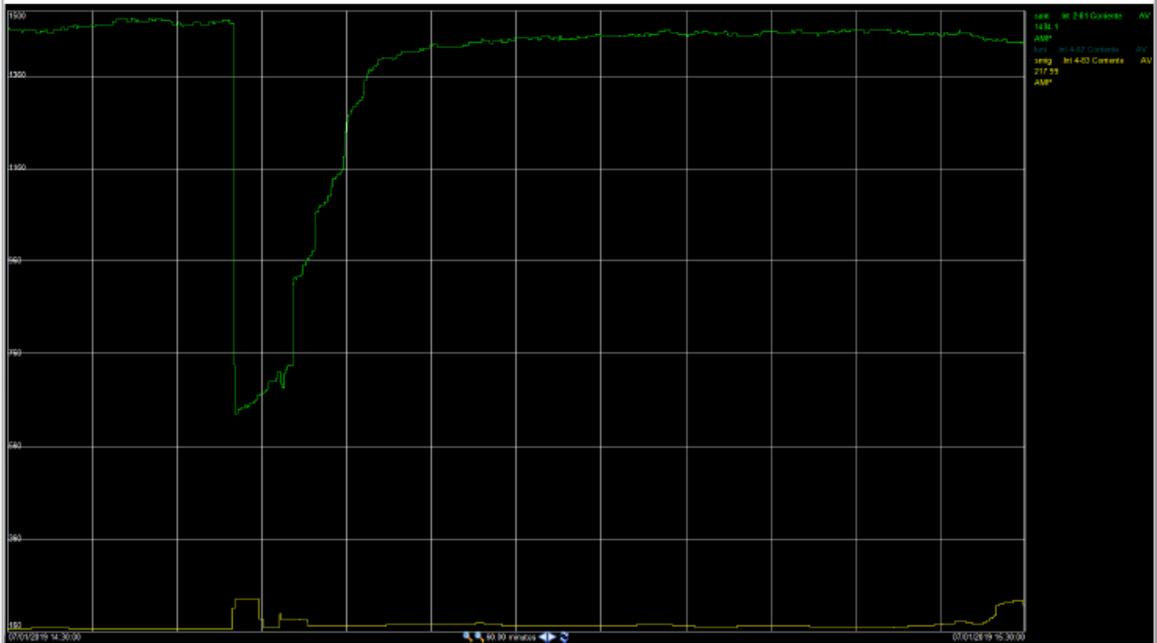
Enero - junio 2019

Operación de EDBF y pérdida de generación en el circuito 34-4-81, 34-4-86 Y 40-4-81



10:43 20/01/2019

Falla en el 36-2-81 y pérdida de generación en el circuito 34-4-83



15:15 07/01/2019

Informe de regulación

Enero - junio 2019

