



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Resolución

Número:

Referencia: COOPERATIVA DE PROVISIÓN SERV. ELÉCTR Y OTROS SERV. (CELP) Incumplimientos a lo dispuesto en el Anexo 35 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios - EX-2021-49635965-APN-SD#ENRE

VISTO el Expediente N° EX-2021-49635965-APN-SD#ENRE, y

CONSIDERANDO:

Que el Departamento de Transporte de Energía Eléctrica (DTEE) del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), mediante la Resolución DTEE N° 397 de fecha 15 de noviembre de 2019 dictada en el Expediente N° EX-2019-102118389-APN-SD#ENRE, instruyó sumario y formuló cargos a los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) listados en el Anexo (IF-2019-102170551-APN-DTEE#ENRE) de la misma y, entre ellos, a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE PIGÜÉ LIMITADA (CELP), por incumplimientos a lo dispuesto en el Anexo 35 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por Resolución de la Ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SEE) N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias (-Los Procedimientos- texto según Resolución de la Ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO (SRRyME) N° 7 de fecha 26 de marzo de 2019), en cuanto a los desvíos en los compromisos de reducción de demanda ante una caída de frecuencia, en que se considera debieron actuar los relés de cortes.

Que asimismo, en el artículo 2 de la resolución mencionada, se les hizo saber a los agentes sumariados que, en caso de corresponder, serían aplicables a cada uno de ellos las sanciones cuyo detalle se efectuó en el anexo mencionado y que fueron calculadas de acuerdo con lo previsto en el Anexo I de la Resolución ENRE N° 475 de fecha 8 de octubre de 2002, la cual establece, como metodología, una sanción para los supuestos de no desconexión de cargas sin previa autorización, agravándose la persistencia en el incumplimiento y su repetición y por la actuación del último escalón de cortes por frecuencia absoluta.

Que se notificó a CELP, otorgándosele vista del citado expediente y emplazándola a efectuar su descargo, lo que

cumplimentó mediante escrito digitalizado como IF-2020-02599707-APN-SD#ENRE de fecha 6 de enero de 2020.

Que, en su presentación, indicó que no cabía atribuirle responsabilidad alguna, por la naturaleza del evento y por la evidente fuerza mayor que los exime en un acontecimiento cuya sucesión de hechos y la falta de causalidad de éstos tornó inevitable el comportamiento final. Subsidiariamente y en caso de que a pesar de ello se pretenda responsabilizarla por determinados incumplimientos, cuestionó e impugnó el importe con el que se pretende sancionarla, en tanto considera que se aparta de los parámetros y base de cálculo fijada por la reglamentación, careciendo así la pretensión de sustento fáctico y normativo.

Que seguidamente manifestó la responsabilidad que le compete a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) y al ENRE en la producción de este evento, que para esa distribuidora fue claramente inevitable.

Que expuso que le resultó imposible evitar el colapso tal como sucedió para los distribuidores y para esa distribuidora por la preexistencia de hechos atribuibles a terceros ajenos a ella y que fueron la causa del colapso, como la actuación de la autoridad de aplicación, del Operador del Despacho (CAMMESA), los generadores, los transportistas y los grandes usuarios.

Que añadió que en ese efecto dominó que se desencadenó por responsabilidad de otros, los eventuales incumplimientos en los que pudo haber incurrido, fueron absolutamente inevitables e incluso imprevisibles, lo que constituye la “Fuerza Mayor” que invoca.

Que informó que algunas distribuidoras cumplieron con exceso sus obligaciones en el ámbito del MEM, y su acción individual no pudo evitar el desenlace del evento.

Que, en cuanto al colapso, indica que este ocurrió por una sucesión de circunstancias y acontecimientos de efecto dominó, tales como: el by pass sin las verificaciones técnicas correspondientes, las condiciones operativas del sistema en la fecha del evento (poca disponibilidad de reserva instantánea) lo que provocó un despacho riesgoso, vulnerándose los límites de transmisión conforme al programa estacional, la actuación incorrecta de protecciones de transportistas y generadores, etc.

Que continuó indicando que correspondía indagar sobre la relación de causalidad entre su acción (aliviar la carga) y la de los restantes actores con igual obligación y la serie de circunstancias concatenadas preexistentes que operaron sobre el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Entiende que de dicho análisis quedará claro que la atribución de responsabilidad a su accionar no es viable y en lo que respecta a las penalidades impuestas por la falta de “alivio de cargas”, las mismas deberán ser excluidas o bien morigeradas por dichas razones.

Que manifestó que la autoridad regulatoria tiene la obligación insoslayable de investigar y llegar a una conclusión en la determinación del origen del evento y en la sucesión de responsabilidades si las hubiere, y cómo juegan éstas con el evento en su conjunto.

Que detalló que, al momento de la ocurrencia del evento, la regulación con la que se contaba y sobre la cual se basan las decisiones de operación, databan de la época de conformación del MEM, y por lo tanto Los Procedimientos merecían al menos ser revisados conforme ha evolucionado el sistema interconectado. Al respecto señaló que CAMMESA debió haber definido un procedimiento para verificar el funcionamiento de los relés que participan en el esquema de alivio de carga, realizarles controles periódicos a los sistemas de recuperación (a las centrales con arranque en negro), a los sistemas de operación críticos como la Desconexión

Automática de Generación (DAG) y a los sistemas de protecciones.

Que manifestó que, a efectos de facilitar la comprensión de los hechos que acontecieron el día 16 de junio de 2019, merece describirse la sucesión de acontecimientos en el siguiente orden: a) Condiciones previas a la falla; b) Condiciones en el momento de la falla; y c) Condiciones posteriores a la falla (condiciones post-falla) o de recuperación.

Que como condiciones previas a la falla señaló: a) Que ese día hubieron elecciones para cargos políticos en CUATRO (4) provincias y que, contrariamente a lo que es común, (realizar un despacho de seguridad en ocasiones de eventos sociales importantes) el Organismo Encargado del Despacho (OED) no dispuso tal operatoria, y el ENRE y/o la SECRETARÍA DE ENERGÍA tampoco lo exigieron, lo que considera hubiese evitado el riesgo de colapso; b) Que si bien CAMMESA en sus informes de falla indica "...no había alerta meteorológica relevante vigente en el área Litoral..." las condiciones climáticas eran críticas; c) Que se había realizado el by pass en la línea Colonia Elia – Campana y Colonia Elia- Belgrano conformando una "T" sin los suficientes estudios técnicos y al hacerlo se habían invalidado las ecuaciones que definen los límites de transmisión indicados por CAMMESA en las distintas programaciones estacionales y finalmente, d) que el despacho no consideraba mayor reserva instantánea.

Que, respecto al momento de la falla, refiere al Informe de CAMMESA (Nota B-143735-1 – Informe de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) "Análisis del Blackout en Argentina"), en el cual se destacó el mal funcionamiento de las protecciones y la mala actualización del automatismo DAG. En ese sentido expresó que, al producirse la falla, toda la demanda la percibe mediante variaciones de frecuencia y que es frente a esta variación que responde con la actuación del esquema de alivio de carga, pero que sin embargo existieron otros factores que contribuyeron a la mayor caída de los niveles de frecuencia y que en definitiva ahondaron el problema, tal como la desconexión prematura de generadores por actuación de sus protecciones.

Que agregó que, el esquema de alivio de carga debe estar conformado de manera tal que, en cada escalón de alivio de carga, asegure el aporte de un corte del orden al que se establece, ya que de cortar de más el efecto de compensación buscado puede operar en sentido inverso.

Que destacó que se observa en la tabla de los cortes de demanda por escalón de interrupción, que el nivel de proximidad entre el corte real y el corte objetivo es muy similar en los primeros escalones, que son los que normalmente actúan ante las perturbaciones habituales del sistema, mientras que los cortes que se encuentran en escalones mayores, no ocurre lo mismo, por lo que no hubo oportunidad de probar su efectividad.

Que en consecuencia señaló que "...el incumplimiento en los niveles de corte, no responde a una acción de desidia de las distribuidoras, sino a una cuestión de ajustes en función de la evolución de las cargas...".

Que con relación a las condiciones post - falla, manifestó que una vez ocurrido el evento y habiendo colapsado el sistema, la responsabilidad que podría caberle a la distribuidora es nula ya que el corte sucede, o por la actuación de su esquema de alivio de carga o por falta de energía en el sistema.

Que, en cuanto a la sanción, denuncia que se respalda en los datos de CAMMESA, -los cuales manifestó haber objetado oportunamente-, ya que tienen en cuenta tiempos de reposición que surgen de la instrucción que recibe el distribuidor desde el OED o desde el centro de control regional, por lo que no resulta legítimo que la distribuidora sea penalizada por un tiempo ajeno a su gestión, como fue la falla en el arranque en negro de centrales, lo que debió ser verificado por CAMMESA y el ENRE.

En ese aspecto destacó que, en muchos casos fueron las propias distribuidoras las que tuvieron que aportar al arranque en negro con sus instalaciones.

Que por otro lado expresó que era evidente la existencia de una fuerte ineficacia al momento de aprobar las habilitaciones comerciales con esquemas de arranque en negro ineficientes y/o inexistentes a la vez que no vislumbraba un plan de mejora en ese sentido.

Que finalizó su descargo resaltando que: a) Se cuenta con una regulación que dispone de procedimientos técnicos que datan de principio de los 90, lo que configura a su entender en una “falta de servicio”, habiendo el estado fallado en cuanto a sus deberes de control y regulación del servicio eléctrico; b) No fueron consideradas las alertas meteorológicas o las adversas condiciones climáticas imperantes en la zona en condición N-1; c) No se tuvo en cuenta la realización de elecciones en distintas provincias del país que habría requerido un despacho de seguridad; d) Se expuso al SADI a un riesgo elevado al operar con un nivel de DAG muy superior a 1.200 MW (valor muy superior a las condiciones de diseño de las protecciones del sistema mencionado); e) Se superaron los límites definidos en el Programación Estacional para vínculo Litoral – Gran Buenos Aires (GBA); f) Existió una evidente falta de control operativo ante una modificación topológica; g) Hubo una serie de problemas en el ajuste de protecciones por parte del transportista, a saber: error de seteo de protecciones distanciométricas; error en la programación de la DAG; deficiente control de protecciones y falta de ensayos; h) Existió una incorrecta o errónea asignación de reserva tanto instantánea como operativa, en cuanto a módulo y ubicación; i) Existía un despacho alternativo con similar costo operativo que permitía balancear las cargas, reducía la dependencia del corredor Litoral –GBA y permitía una mejor regulación de frecuencia; j) Acaeció una falla de seteo de protecciones de mínima frecuencia en generadores de módulos importantes; k) Existió falta de control en el seteo en el sistema de alivio de carga de los distribuidores; l) Impacto de la baja demanda en la totalización de la demanda a cortar; m) Hubo una falta de control en el seteo de desconexión de demanda en los grandes usuarios; y n) Existieron habilitaciones comerciales sin verificación de las protecciones y del sistema de arranque en negro.

Que en primer lugar, corresponde resaltar que para el análisis del descargo presentado por CELP se dispuso la apertura de estas actuaciones con la finalidad de otorgarle mayor sencillez y celeridad a la tramitación del presente, atento a la gran cantidad de agentes sumariados por la Resolución DTEE N° 397/2019 y que fueron presentando el descargo correspondiente.

Que a tal fin se vincularon en estas actuaciones todos aquellos actos administrativos pertinentes que fueron emitidos en el Expediente EX-2019-102118389-APN-SD#ENRE y que resultan necesarios para la continuación de la tramitación del procedimiento allí abierto contra la distribuidora.

Que dicho eso, corresponde adentrarse en el análisis del descargo presentado.

Que así, en primer lugar, cabe consignar que los agentes, como condición para ingresar al MEM, se comprometen en los términos establecidos en el Punto 3 del Anexo 17 de Los Procedimientos y al cumplimiento de las normas que rigen ese mercado y que han sido dictadas por la SECRETARÍA DE ENERGÍA en ejercicio de las facultades que le otorgan los artículos 35 y 36 de la Ley N° 24.065.

Que las obligaciones exigidas, inherentes al alivio de cargas ante una caída de frecuencia, persiguen el buen funcionamiento del sistema en su conjunto y evitar el posible colapso de este, intentando restituir el equilibrio entre la demanda y la oferta y de tal forma darle la estabilidad del SADI.

Que, en este sentido, el Anexo 35 de Los Procedimientos prevé que: “Las perturbaciones por un déficit imprevisto de generación y/o fallas en la red de Transporte provocan un desequilibrio brusco entre oferta y

demanda de energía eléctrica que lleva a caídas en la frecuencia y al riesgo de la pérdida del sincronismo en todo el SADI o en un área en particular. Para restituir el equilibrio entre oferta y demanda y evitar el colapso del Sistema es necesario contar con reserva instantánea mediante la desconexión automática de cargas, por actuación de relés de alivio de carga. La responsabilidad de aportar a la reserva instantánea del MEM se asigna a los agentes Demandantes del mismo que participan en el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y en los que, por lo tanto, es posible verificar el cumplimiento de dicho aporte...”.

Que, por su parte, en el Anexo B del Procedimiento Técnico (PT) N° 4 Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM se establece la responsabilidad del esquema de alivio de carga a los agentes demandantes, que son los distribuidores, los grandes usuarios y los autogeneradores. Dicho PT tiene como objeto, conforme surge del Punto 1.1. Objeto y Alcance del Capítulo I - Ingreso de Nuevos Distribuidores y Grandes Usuarios Mayores (GUMA): “...definir las características y los ajustes de los esquemas de Alivio de Carga en cumplimiento de lo establecido en el punto 3 del Anexo 35 de Los Procedimientos y el esquema de Corte de Emergencia ante fallas atípicas de baja probabilidad del Sistema Argentino de Interconexión...”.

Que en el Punto 4 del citado Anexo 35 se establece que: “Cada Distribuidor es el responsable de disponer esquemas de alivio de carga, de forma tal de cumplir con el nivel de reserva instantánea requerido para la demanda que se le asigna a cada escalón de corte en el cumplimiento de este servicio...”.

Que luego, en el Punto 6 se enuncia que: “Ante una caída de frecuencia en que se considera debieron actuar los relés de cortes, todos los Agentes del MEM con responsabilidad en el servicio de reserva instantánea (Distribuidores y GUMAs) asumen la obligación del cumplimiento del aporte comprometido...”.

Que finalmente, en el Punto 8 se concluye que: “El OED deberá realizar el seguimiento de los incumplimientos en los compromisos de reserva instantánea. Para cada caso en que registre incumplimientos, deberá solicitar a el o los agentes el motivo y el modo en que corregirán el problema. Si no mediaran motivos que justifiquen el incumplimiento el OED deberá informar al ENRE, adjuntando los antecedentes. El ENRE evaluará las situaciones registradas y podrá aplicar sanciones. De llegar el Sistema a la frecuencia que justifique la actuación del último escalón de cortes por frecuencia absoluta y de verificar el OED incumplimiento, por parte de algún Agente, del corte del PORCENTAJE DE CORTE MAXIMO (PMC) de demanda, deberá informar al ENRE, adjuntando los antecedentes. El ENRE evaluará las situaciones registradas y podrá aplicar sanciones, pudiendo disponer la pérdida de la condición de Agente de quien incumplió...”.

Que, por su parte, en el Anexo de la Resolución ENRE N° 475/2002 se determina el esquema de sanciones por los incumplimientos referidos. En el mismo, se establece una sanción para los supuestos de no desconexión de cargas sin previa autorización, agravándose la persistencia en el incumplimiento y su repetición. A su vez, la normativa no prevé consideraciones especiales ni particulares para ningún Agente del MEM.

Que, en las presentes actuaciones, se encuentran agregados el Informe elaborado por el OED, digitalizado como IF-2019-101692453-APN-SD#ENRE y el Informe elaborado por la Facultad de Ingeniería de la UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES, digitalizado como IF-2020-46909727-APN-SD#ENRE, ambos coinciden en que la desconexión de la demanda comprometida por todos los agentes demandantes habría evitado el colapso total del sistema (black out).

Que, en el informe de la facultad de ingeniería recién mencionado, en el Punto 10.5 titulado “Actuación Incorrecta de las protecciones y de la DAGNEA. Separación de los sistemas como se dio efectivamente. Correcta

actuación de esquema de alivio de carga por subfrecuencia, aún con salida de generadores no programada” (Escenarios alternativos del evento) concluye: “En este caso también se verificaron mediante simulaciones los resultados que muestran CAMMESA y Transener, que reflejan que la inestabilidad de frecuencia (que fue la causa final del colapso) no se habría producido si el esquema de corte de carga por subfrecuencia hubiera cortado los porcentajes establecidos en los procedimientos, aún con la salida de generadores no programada...”.

Que por su parte, en el Punto 7 del Informe elaborado por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos / Laboratorio de Alta Tensión, de la Facultad de Ingeniería de la UNIVERSIDAD DE LA PLATA, solicitado por la Ex SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA (Ex SGE), digitalizado como IF-2019-72962244-APN-DGDOMEN#MHA se indica que “Considerando la generación cortada prematuramente de 1754 MW y la disposición del 100% de la capacidad de corte obligatoria de los relés de corte de carga, con la actuación del 88% de su valor obligatorio (38%/42%) el sistema se recupera...”.

Que, por otro lado, respecto a la demora en la recomposición del sistema, en el Punto 13.17. Reposición de Cortes – Rotación del PT N° 8 Reglamento Operativo del SADI, se establece que ante una perturbación que ocasione cortes debido a la actuación de relés del esquema de alivio de carga por subfrecuencia, la reposición de estos se debe realizar en forma gradual y coordinada por el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC).

Que, a su vez, en el Punto 6.2 del Anexo 35 de Los Procedimientos se establece que “El Tiempo de Reposición de la Demanda Cortada (TR) se subdivide en DOS (2). Uno debido al Sistema (TS), que media desde el momento en que se produce la falla hasta el momento en que el Centro del Control del Área (CCA) comunica al Agente la instrucción operativa de reposición, parcial o total de cortes. Otro, atribuible a los agentes demandantes (TD) que constituye el tiempo que media entre el momento en que se ordena desde el CCA la reposición de cortes hasta que los mismos son repuestos. Inicialmente se regula un valor reconocido de TD igual a DIEZ (10) minutos...”.

Que, por consiguiente, la demora aludida no es otra que el tiempo involucrado en la recomposición del sistema y que fue producto de la coordinación del COC a partir de los eventos de ese día, determinada en un todo de acuerdo con la normativa vigente.

Que como puede apreciarse, no queda más que concluir que CELP incumplió con su obligación de corte por subfrecuencia conforme lo establece en Anexo 35 de Los Procedimientos.

Que a mayor abundamiento de la responsabilidad de CELP y de su incumplimiento a las obligaciones mencionadas, corresponde resaltar que, respecto al contexto previo al evento del 16 de junio de 2019, la distribuidora se encontraba en pleno conocimiento de este y además disponía de las herramientas necesarias para alertar sobre el despacho a CAMMESA, en caso de haber considerado que el mismo era riesgoso.

Que en ese sentido merece destacarse el Punto 3.2.3.9 Envío de la Programación Diaria del Capítulo 3 Mercado de Precios Horarios de Los Procedimientos, el cual dispone que antes de las 13:00 horas del día de cierre para recabar información, el OED enviará a las distribuidoras los resultados del predespacho, el cual comprende “Las restricciones activas previstas, tanto de Transporte como máquinas forzadas” contando hasta las 16:00 horas para acordar modificaciones a su programa de restricciones.

Que el viernes previo al evento del 16 de junio de 2019, CAMMESA envió la programación diaria en cumplimiento de lo antedicho y en la misma se observa claramente la carga de la línea Manuel Belgrano - Campana, el despacho programado por el OED y la reserva con que se contaba. Por lo tanto, la situación de despacho y de la carga de las líneas era conocida por los Agentes del MEM, entre ellos CELP que no han acreditado haber alertado a CAMMESA de la situación de riesgo por el citado despacho.

Que la configuración de las líneas Campana - Manuel Belgrano - Colonia Elía también era una situación conocida y tampoco fue observada por la sumariada, teniendo oportunidad para ello, toda vez que había sido comunicado el mantenimiento respectivo en la Programación Estacional mayo-octubre 2019 y en las reuniones del Comité Ejecutivo y el Directorio de CAMMESA, donde participan representantes de todos los Agentes del MEM, según señala CAMMESA en su Nota B-140143-1 que fuera remitida como Anexo a la Nota B-140496-1, digitalizada como IF-2019-62973922-APN-SD#ENRE.

Que, con relación a la alegada falta de causalidad y la concurrencia de los institutos de fuerza mayor y caso fortuito, lo que dispensaría de responsabilidad a la distribuidora en todo evento, corresponde resaltar en primer término que la carga de la prueba se encuentra en cabeza del pretensor, es decir, de quien pretende el reconocimiento del hecho que invoca para dar fundamento al acto que en su consecuencia se dicte (Hutchinson, Tomás. Régimen de Procedimientos Administrativos. Buenos Aires: Astrea, 2003. página 304).

Que, en este sentido, corresponde a CELP arrimar elementos de convicción suficiente que permitan inferir la configuración de la causal de fuerza mayor invocada.

Que en las presentes actuaciones no consta que la sumariada haya presentado documentación alguna tendiente a probar la concurrencia del instituto de fuerza mayor, por lo que corresponde rechazar dicho argumento como eximente de su responsabilidad.

Que, además y contrariamente a ello, tanto de los informes elaborados por las mencionadas universidades como del informe realizado por OED -cuyas conclusiones sobre el particular se comparten- se llega a la conclusión de que el colapso no se habría producido si el esquema de corte de carga por subfrecuencia hubiera cortado los porcentajes establecidos en los procedimientos, aún con la salida de generadores no programada.

Que en la tramitación de las presentes actuaciones se ha respetado el debido proceso adjetivo, según lo dispuesto en el artículo 10 del Reglamento de los Procedimientos para la Aplicación de Sanciones aprobado por Resolución ENRE N° 23 de fecha 22 de marzo de 1994, en el artículo 1 inciso f) de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos N° 19.549 y se ha producido el dictamen jurídico exigido por el artículo 7 inciso d) de esta norma.

Que el ENRE resulta competente para el dictado de la presente resolución, en virtud de lo dispuesto en el artículo 56 incisos a), o) y s) de la Ley N° 24.065.

Que la Interventora del ENRE se encuentra facultada para el dictado de la presente en virtud de lo dispuesto en los incisos a) y g) del artículo 63 de la Ley N° 24.065, en el artículo 6 de la Ley N° 27.541, en el Decreto N° 277 de fecha 16 de marzo de 2020, en el Decreto N° 963 de fecha 30 de noviembre de 2020 y en el artículo 12 del Decreto N° 1.020 de fecha 16 de diciembre de 2020.

Por ello,

LA INTERVENTORA DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RESUELVE:

ARTÍCULO 1.- Sancionar a la COOPERATIVA DE PROVISIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE PIGÜÉ LIMITADA (CELP) en la suma de PESOS OCHENTA Y CUATRO MIL QUINIENTOS TREINTA Y OCHO (\$ 84.538.-), por el incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 35 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios aprobados por Resolución de la Ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Ex SEE) N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias (-Los Procedimientos- texto según Resolución de la Ex SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO (Ex SRRyME) N° 7 de fecha 26 de marzo de 2019), en cuanto a los desvíos en los compromisos de reducción de demanda ante una caída de frecuencia, en que se considera, debieron actuar los relés de cortes.

ARTÍCULO 2.- Instruir a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (CAMMESA) para que, aplicando la sanción establecida en el artículo 1, efectúe el débito correspondiente a CELP y destine los fondos según lo establecido en el artículo 4 de la Resolución del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE) N° 475 de fecha 8 de octubre de 2002.

ARTÍCULO 3.- Notifíquese a CAMMESA y a CELP lo dispuesto en este acto, con copia de la presente resolución. Hágase saber a esta última que: a) Se le otorga vista del expediente por única vez y por el término de DIEZ (10) días hábiles administrativos contados desde la notificación de este acto; y b) La presente resolución es susceptible de ser recurrida en los plazos que se indican, los que se computarán a partir del día siguiente al último de la vista concedida: (i) por la vía del recurso de reconsideración conforme lo dispone el artículo 84 del Reglamento de Procedimientos Administrativos Decreto N° 1.759/72 T.O. 2017, dentro de los DIEZ (10) días hábiles administrativos, como así también, (ii) en forma subsidiaria o alternativa, por la vía del recurso de alzada previsto en el artículo 94 del citado reglamento y en el artículo 76 de la Ley N° 24.065 de Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, dentro de los QUINCE (15) días hábiles administrativos, y (iii) mediante el recurso directo por ante la CÁMARA NACIONAL DE APELACIONES EN LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO FEDERAL contemplado en el artículo 81 de la Ley N° 24.065, dentro de los TREINTA (30) días hábiles judiciales contados de igual forma que en los supuestos anteriores.

ARTÍCULO 4.- Regístrese, comuníquese y archívese.

ACTA N° 1695