

exótica invasiva, aquella que se encuentra fuera de su rango natural de distribución y que tiene antecedentes de haber generado una plaga en cuerpos de agua marinos o terrestres nacionales o extranjeros.

4° Que conforme los informes citados en Vistos, se ha detectado la presencia de la microalga **Didymosphenia Geminata**, especie exótica invasiva, en la cuenca del Río Bueno, sector Lago Maihue, en la Región de Los Ríos.

Resuelvo:

1° Declárase emergencia de plaga, por un período de treinta días corridos, contado desde la publicación de la presente resolución, el área de contención definida por los siguientes puntos geográficos, ubicados en la Región de Los Ríos, por haberse detectado sólo en el sector de Lago Maihue, comuna de Lago Ranco la presencia de la especie exótica invasiva **Didymosphenia Geminata**.

Punto 1: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°11'46" S Longitud: 72°16'05" W; Datum WGS 84, en adelante referencia de toda coordenada geográfica indicada en la presente resolución.

Punto 2: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°12'20" S Longitud: 71° 59' 55" W;

Punto 3: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°19' 10" S Longitud: 71° 57' 36" W;

Punto 4: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°20'53" S Longitud: 72°0'38" W;

Punto 5: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°15'52" S Longitud: 72°6'33" W;

Punto 6: localizado en las coordenadas geográficas de referencia Latitud: 40°15'14,59" S Longitud: 72°16'10" W;

En la superficie contenida en los puntos geográficos descritos anteriormente se realizará una intensa vigilancia para ratificar o descartar la posible expansión del foco de Didymo detectado.

2° En virtud de lo dispuesto en el artículo 13 del Reglamento sobre Plagas Hidrobiológicas, el Servicio, en los sectores indicados en el artículo precedente, adoptará las medidas y acciones para evitar la diseminación y propagación de la microalga **Didymosphenia Geminata** dispuestas en los literales b), c), e) y f) del artículo 11 del citado Reglamento y la prohibición de traslado de especies hidrobiológicas que se encuentren en cualquier estado de desarrollo.

En forma especial, las personas que realicen actividades de pesca recreativa y/o deportes acuáticos en el sector mencionado tendrán la obligación de adoptar medidas de desinfección de artes, aparejos, equipos y embarcaciones de pesca según lo señalado en el literal k, artículo 11 del DS N° 345 de la Subsecretaría de Pesca y Acuicultura.

No obstante lo anterior, y en virtud del artículo 21 del texto reglamentario antes citado, se eximirán de la prohibición aludida en el inciso precedente, los traslados de especies hidrobiológicas provenientes de centros de cultivo localizados en los sectores declarados en emergencia de plaga, que den estricto cumplimiento a los Programas Sanitarios Generales de Procedimientos de Transporte y Limpieza y Desinfección aplicables a la Producción de Peces, aprobados por resoluciones exentas N°s. 2.010 y 2.014, ambas de 2014, del Servicio Nacional de Pesca y Acuicultura, respectivamente.

3° El cumplimiento de las medidas indicadas en el artículo precedente se sujetará a lo dispuesto en los incisos segundo y tercero del artículo 11 del Reglamento sobre Plagas Hidrobiológicas.

4° La emergencia de plaga que se decreta por la presente resolución podrá prorrogarse por una sola vez por igual período, por resolución fundada y previo informe del Comité Consultivo a que hace referencia el Título VI del DS 345.

5° El incumplimiento de las medidas, prohibiciones y obligaciones dispuestas y aprobadas por la presente resolución, se sancionará conforme a las disposiciones de los Títulos IX y X de la Ley General de Pesca y Acuicultura, en relación al artículo 35 del Reglamento sobre Plagas Hidrobiológicas.

Anótese, comuníquese y publíquese.- José Miguel Burgos González, Director Nacional (TP).

Ministerio de Energía

FIJA PRECIOS DE NUDO PROMEDIO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CON MOTIVO DE LAS FIJACIONES DE PRECIOS SEÑALADAS EN EL ARTÍCULO 158° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 7T.- Santiago, 27 de mayo de 2014.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en la ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978, y a otros cuerpos legales;

3. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley", especialmente lo establecido en sus artículos 157°, 158°, 161°, 171° y 172°;

4. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 86, de 29 de agosto de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante "Reglamento";

5. Lo establecido en el decreto supremo N° 14, de 14 de febrero de 2012, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus formas de indexación, en adelante "Decreto 14";

6. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 1T, de 5 de noviembre de 2012, del Ministerio de Energía, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, en adelante "Decreto 1T";

7. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 2T, de 21 de marzo de 2013, del Ministerio de Energía, que fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución que señala, en adelante "Decreto 2T";

8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 9T, de 30 de octubre de 2013, del Ministerio de Energía, en adelante "Decreto 9T", que fija Precios de Nudo para Suministros de Electricidad;

9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 6T, de 27 de mayo de 2014, del Ministerio de Energía, que fija precios de nudo promedio en el sistema interconectado central, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos;

10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio CNE Of. Ord. N° 220, de fecha 26 de mayo de 2014, modificado por el oficio CNE Of. Ord. N° 490, de fecha 17 de noviembre de 2014, y

11. Lo establecido en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que de conformidad a lo establecido en el artículo 158° de la ley, corresponde fijar por decreto del Ministerio de Energía los precios promedio que las concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las "concesionarias", deben traspasar a sus clientes regulados;

2. Que dicho decreto debe ser dictado con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la ley, con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131° y siguientes de la ley, o cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161° y 172° de la ley;

3. Que con fecha 30 de octubre de 2013, el Ministerio de Energía dictó el Decreto 9T que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la ley;

4. Que con fecha 1 de enero de 2014 entraron en vigencia los contratos de suministro de las empresas concesionarias Chilectra S.A., Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, Empresa Eléctrica de Colina Limitada, Luz Andes Limitada, Chilquinta Energía S.A. y Compañía Eléctrica del Litoral S.A.;

5. Que de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 157° de la ley, las reliquidaciones entre empresas concesionarias deberán ser calculadas por la Dirección de Peajes, en adelante e indistintamente "DP", del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC", y

6. Que la Comisión, según lo dispuesto en el artículo 158° de la ley, remitió al Ministerio de Energía, mediante oficio CNE Of. Ord. N° 220, de fecha 26 de mayo

COD	Concesionaria	Comunas	Sector Nudo
		Mulchén	SIC 5
		Nacimiento	SIC 5
		Negrete	SIC 5
		Nueva Imperial	SIC 5
		Padre Las Casas	SIC 5
		Pemuco	SIC 4
		Perquenco	SIC 5
		Pinto	SIC 4
		Pitrufquén	SIC 5
		Purén	SIC 5
		Quilaco	SIC 5
		Quilleco	SIC 4
		Quillón	SIC 4
		Ránquil	SIC 4
		Renaico	SIC 5
		Saavedra	SIC 5
		San Ignacio	SIC 4
		San Rosendo	SIC 4
		Santa Bárbara	SIC 5
		Santa Juana	SIC 4
		Temuco	SIC 5
		Teodoro Schmidt	SIC 5
		Tirúa	SIC 5
		Toltén	SIC 5
		Tomé	SIC 4
		Traiguén	SIC 5
		Tucapel	SIC 4
		Victoria	SIC 5
		Vilcún	SIC 5
		Villarrica	SIC 5
		Yumbel	SIC 4
		Yungay	SIC 4
23	SAESA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Gorbea, Lanco y Loncoche	SIC 6 SIC 5
28	EDECSA	Todas las correspondientes a la concesionaria	SIC 2-3*
34	COELCHA	Todas las correspondientes a la concesionaria excepto Nacimiento	SIC 4 SIC 5

* En el caso de las comunas que están asociadas a dos sectores de subtransmisión, la concesionaria deberá asignar el cliente al sistema que le corresponda de acuerdo a la información que sustenta el proceso anual de "Ingresos de Explotación" entregado a la SEC.

Los precios de nudo de energía y potencia promedio en nivel de distribución para cada concesionaria fueron calculados de acuerdo a las fórmulas, parámetros y definiciones considerados en el Informe Técnico de la Comisión.

COD	Concesionaria	Sector Nudo	PNEP (\$/kWh)	PNPP (\$/kW/mes)	AR ^{base} (\$/kWh)	AR (\$/kWh)	Pe (\$/kWh)	Pp (\$/kW/mes)
3	ELECDA SIC	SIC 1	45,714	4.262,10	1,109	1,109	56,280	4.375,68
4	EMELAT	SIC 1	45,306	4.255,09	0,035	0,035	54,787	4.368,49
6	CHILQUINTA	SIC 2	45,499	4.527,10	-1,307	-1,307	53,279	4.645,89
7	CONAFE	SIC 1	46,606	4.369,32	0,597	0,597	56,683	4.485,76
7	CONAFE	SIC 2	46,606	4.369,32	0,596	0,596	56,316	4.483,97
8	EMELCA	SIC 2	50,698	4.534,32	-6,896	-6,896	53,017	4.653,30
9	LITORAL	SIC 2	45,440	4.541,28	-1,010	-1,010	53,516	4.660,44
10	CHILECTRA	SIC 2	34,216	4.177,89	6,174	6,174	49,241	4.333,49
10	CHILECTRA	SIC 3	34,216	4.177,89	6,098	6,098	44,918	4.235,46
12	COLINA	SIC 3	34,369	4.186,92	6,287	6,287	46,471	5.721,07
13	TILTIL	SIC 2	34,313	4.128,69	6,187	6,187	49,438	4.376,29
13	TILTIL	SIC 3	34,313	4.128,69	6,350	6,350	46,877	6.152,95
14	EEPA	SIC 3	32,832	4.149,89	6,098	6,098	43,517	4.207,08
15	LUZANDES	SIC 3	34,062	4.162,25	6,546	6,546	48,051	7.717,43
17	EMELECTRIC	SIC 2	40,667	4.245,96	4,420	4,420	54,055	4.357,37
17	EMELECTRIC	SIC 3	40,667	4.245,96	4,370	4,370	49,725	4.304,47
17	EMELECTRIC	SIC 4	40,667	4.245,96	4,484	4,484	54,992	4.397,29
17	EMELECTRIC	SIC 5	40,667	4.245,96	4,454	4,454	53,596	4.380,43
18	CGED	SIC 3	53,514	4.340,36	-10,227	-10,227	48,141	4.400,17
18	CGED	SIC 4	53,514	4.340,36	-10,494	-10,494	53,368	4.495,05
18	CGED	SIC 5	53,514	4.340,36	-10,425	-10,425	51,982	4.477,82
21	COOPELAN	SIC 4	44,640	4.133,44	-4,637	-4,637	50,001	4.280,76
21	COOPELAN	SIC 5	44,640	4.133,44	-4,606	-4,606	48,639	4.264,35
22	FRONTEL	SIC 4	39,094	4.319,98	1,495	1,495	50,368	4.473,94
22	FRONTEL	SIC 5	39,094	4.319,98	1,485	1,485	49,003	4.456,79
23	SAESA	SIC 5	43,553	4.649,26	1,167	1,167	53,289	4.796,50
23	SAESA	SIC 6	43,553	4.649,26	1,157	1,157	54,634	4.791,25
26	CODINER	SIC 5	40,237	4.716,67	1,282	1,282	49,980	4.866,05
28	EDECSA	SIC 2	45,604	4.446,62	-1,658	-1,658	53,036	4.563,30
28	EDECSA	SIC 3	45,604	4.446,62	-1,639	-1,639	48,717	4.507,89
29	CEC	SIC 4	40,976	4.405,10	3,963	3,963	54,792	4.562,10
30	EMETAL	SIC 4	39,816	4.136,57	4,865	4,865	54,489	4.284,00
31	LUZLINARES	SIC 4	45,724	4.533,86	-2,869	-2,869	52,896	4.695,45
32	LUZPARRAL	SIC 4	49,694	4.907,40	-7,793	-7,793	52,098	5.082,30
33	COPELEC	SIC 4	39,453	4.245,35	1,022	1,022	50,268	4.396,65
34	COELCHA	SIC 4	47,493	4.225,27	-7,615	-7,615	50,083	4.453,68
34	COELCHA	SIC 5	47,493	4.225,27	-7,554	-7,554	48,649	4.370,13
35	SOCOPEA	SIC 6	37,636	4.792,71	6,163	6,163	52,974	4.903,04
36	COOPREL	SIC 6	42,776	4.685,29	1,677	1,677	53,750	4.793,15
39	LUZOSORNO	SIC 6	44,538	4.643,36	-0,002	-0,002	54,753	5.526,02
40	CRELL	SIC 6	46,605	4.605,06	-1,595	-1,595	55,145	5.345,62
42	ENELSA	SIC 1	34,751	4.394,55	6,185	6,185	50,145	4.556,62

Donde:

- Pe : Precio de nudo de la energía en nivel de distribución, en [\$/kWh].
- Pp : Precio de nudo de la potencia en nivel de distribución, en [\$/kW/mes].
- AR : Ajuste o recargo a nivel de distribución aplicable a los clientes regulados de la empresa concesionaria, resultante de la aplicación del artículo 157° de la ley y de la incorporación de los cargos de reliquidaciones que correspondan, en [\$/kWh]. Se entenderá que el factor AR corresponde a un ajuste cuando su valor sea negativo y a un recargo cuando su valor sea positivo.
- AR^{base} : Ajuste o recargo base a nivel de distribución, según lo establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- PNEP : Precio de nudo de la energía promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kWh].
- PNPP : Precio de nudo de la potencia de punta promedio para todas las subestaciones troncales de generación-transporte de la concesionaria, en [\$/kW/mes]. Los valores del PNPP son iguales a los del precio de nudo de potencia a nivel troncal (PNPT), para los efectos de las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto 1T.

Para el caso particular de los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén pertenecientes a la zona de concesión de Saesa, no será aplicable el cargo correspondiente al parámetro AR.

2.2 Indexación de precios de nudo promedio en subestaciones de generación transporte

Los precios de nudo promedio de energía y potencia fijados mediante el presente decreto, serán actualizados con ocasión de la indexación de cualquiera de los contratos de suministro modelados conforme lo establecido en el Informe Técnico, el cual da origen a los cálculos de dichos precios.

Las fórmulas de indexación y los rezagos de los índices de los contratos de suministro modelados, son los contenidos en dicho Informe Técnico.

3 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas establecidas en el presente decreto son netas y no incluyen el impuesto al valor agregado ni otros impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

4 RELIQUIDACIONES

4.1 Mecanismo de reliquidación de la DP

La DP del CDEC respectivo determinará las reliquidaciones entre concesionarias producto de la aplicación del artículo 157° de la ley. A ese efecto, para cada concesionaria deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del factor AR^{base} del precio traspasado al cliente final, establecido en el número 2.1 del presente decreto, considerando lo siguiente:

- a) Para cada concesionaria y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de clientes regulados, deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del factor AR^{base} correspondiente, señalado en el número 2.1 del presente decreto, que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$MFAR = \sum_{i=1}^{NSN} (AR_i^{base} \times (EFACTAT_i \times PEAT + EFACTBT_i \times PEAT \times PEPT))$$

Donde:

- MFAR : Monto facturado por la concesionaria por ajuste o recargo, en [\$/].
- AR^{base}_i : Ajuste o recargo base del sector de nudo asociado a sistema subtransmisión "i" de la empresa concesionaria, establecido en el artículo 157° de la ley, sin considerar los cargos de reliquidaciones, en [\$/kWh].
- EFACTAT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de alta tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].
- EFACTBT_i : Energía facturada a clientes regulados finales en el nivel de baja tensión de distribución del sector "i" de la concesionaria, en [kWh].
- PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.

- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.
NSN : Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

- b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$
$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del sistema eléctrico, obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS), según corresponda.
- d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.
Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.
- e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo, deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca la DP.
- f) La respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.
- g) La respectiva DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.
- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el inciso final del artículo 134° de la ley y en el literal h) del artículo 79 del Reglamento, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la ley.

4.3 Obligaciones de la concesionaria

De conformidad a lo dispuesto en el literal i) del artículo 79 del Reglamento, para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto por parte de la DP del CDEC respectivo, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
División de Infraestructura y Regulación
Subdivisión Jurídica

Cursa con alcance el decreto N° 7T, de 2014, del Ministerio de Energía

N° 90.080.- Santiago, 19 de noviembre de 2014.

La Contraloría General ha dado curso al documento del rubro, que fija los precios de nudo promedio que señala en el Sistema Interconectado Central, pero cumple con hacer presente que de acuerdo a los antecedentes tenidos a la vista, el indexador denominado "Index_3", de la licitación "SIC 2013/01", singularizado en la tabla 6 del punto 4.12 del respectivo informe de la Comisión Nacional de Energía—que sirve de fundamento para la dictación del acto administrativo en examen—, corresponde a "GNL_6m", y no al que se consigna en la fe de erratas de dicho informe, adjunta al oficio N° 490, de 2014, de la citada Comisión, que se menciona en el visto 10 y en el considerando 6 del decreto de la suma.

Saluda atentamente a Ud., Ramiro Mendoza Zúñiga, Contralor General de la República.

Al señor
Ministro de Energía
Presente.

Comisión Nacional de Energía

MODIFICA NORMA TÉCNICA CON EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE Y PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

(Resolución)

Núm. 586 exenta.- Santiago, 17 de noviembre de 2014.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del DL N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;

2. Lo dispuesto en el artículo 150° del decreto con fuerza de ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley";

3. La resolución ministerial exenta N°321, de 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 25 de julio de 2014, en adelante e indistintamente "NT SyCS"; y

4. Lo establecido en la resolución N°1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.