

# Reporte Mensual del Sector Eléctrico

Marzo 2019

## Contenido

---

Editorial	2-3
Análisis de operación	4
Generación	4
Hidrología	4
Costos Marginales	5
Proyección de costos marginales System	6
Análisis por empresa	7
Suministro a clientes regulados	8
Energías Renovables No Convencionales	9
Expansión del Sistema	10
Proyectos en SEIA	11
Seguimiento regulatorio	11

## Medidores inteligentes: Los desafíos de un cambio tecnológico

### Contexto Nacional

El año 2016 el Congreso Nacional inicia el desarrollo de un proyecto de ley que busca eximir expresamente al cliente final de pagar por el retiro y cambio de medidores y empalmes, ante motivos de fuerza mayor. Este proyecto modificaría la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que en esa fecha definía a los usuarios como propietarios de medidores y empalmes, determinando que las empresas distribuidoras serían ahora dueñas de estos equipos. El 19 de febrero del año 2018, se aprueba la modificación de la LGSE y se publica el 27 de febrero como artículo único en la ley N°21.076.

Por otro lado, durante la elaboración de la ley N°21.076, en diciembre de 2017 la Comisión Nacional de Energía (CNE) da a conocer la "Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución" (NT), que exige nuevos estándares para sistemas de medición, monitoreo y control que deben seguir las distribuidoras. Estos estándares buscan mediciones remotas de consumos residenciales, monitoreo de las variables de interés y control a distancia. Es esta norma la que finalmente motiva el actual cambio de medidores por dispositivos inteligentes.

Estos estándares más exigentes se traducen en mayores costos de inversión, por lo que, tal como señala el artículo transitorio segundo de la ley N°21.076, estos costos deben traspasarse en los decretos tarifarios correspondientes. Es así como la autoridad llamó a un estudio tarifario interperíodo, que finalmente culmina con la promulgación del Decreto N°5T en septiembre del año 2018, el que modifica las tarifas a clientes finales con el fin de reconocer a las empresas distribuidoras los mayores costos por los medidores y los nuevos estándares exigidos por la NT. De esta forma, se modificaron las tarifas particularmente en la componente asociada a la distribución (Valor Agregado de Distribución o VAD).

En el país existen 26 empresas concesionarias de distribución vigentes en el mercado, quienes junto a la CNE, realizan estudios tarifarios cada cuatro años. Dichos estudios determinan costos eficientes que son reconocidos a las empresas distribuidoras. En particular, la Tabla 1 muestra la componente asociada a la infraestructura de distribución denominada valor nuevo de reemplazo (VNR), y el número de clientes de las principales distribuidoras de Chile.

Tabla 1: Caracterización de empresas distribuidoras representativas en Chile. (Fuente: "Diagnóstico para una Nueva Regulación de la Distribución Eléctrica en Chile", en noviembre del año 2018, Ministerio de Energía). La tasa de cambio corresponde a febrero de 2019, según el dólar observado del Banco Central con valor de \$656,3.

Empresa	Nº Clientes	VNR (millones de dólares)
CGE	2.910.908	1.664
CHILQUINTA	722.345	497
ENEL	1.909.061	1.189
SAESA	852.590	751
OTRAS	233.962	279
<b>TOTAL</b>	<b>6.628.866</b>	<b>4.380</b>

Debido a la inquietud creciente por parte de la ciudadanía por los costos y beneficios reales de la implementación de medidores inteligentes, parlamentarios estudian iniciativas de proyectos de ley para que las empresas asuman directamente el costo, sin traspasarlo a los usuarios. Resulta

preocupante esta postura, ya que abre la puerta a políticas insostenibles para empresas reguladas. Basta ver las consecuencias en Argentina, en donde no traspasar los costos a los usuarios produjo durante las últimas décadas un grave déficit de inversiones para la explotación de yacimientos de gas. Si bien resulta imprescindible que las empresas reguladas de servicios básicos sean capaces de recuperar sus costos a través de las tarifas (objetivo regulatorio de garantizar la viabilidad financiera de las empresas reguladas), el rol de la autoridad es velar que las inversiones y costos de dichas empresas sean realizadas de forma eficiente (objetivo regulatorio de garantizar eficiencia productiva). Sin embargo, la discusión en el caso de los medidores no es menor, considerando que según lo señalado en prensa el costo de inversión total del recambio estaría en torno a US\$1.000<sup>1</sup> millones, el cual se materializaría gradualmente hasta 2025. Si bien finalmente la inversión podría ser menor, dependiendo del costo unitario de los medidores, el orden de magnitud de la inversión es relevante, en particular considerando el peso que tendrán estos activos en el VNR de las empresas de distribución nacionales.

La Figura 1 muestra que, hasta mediados del año pasado, las empresas distribuidoras presentan entre sus tecnologías de medición un 7% de medidores inteligentes instalados, en un universo de 6,6 millones de medidores a nivel nacional.

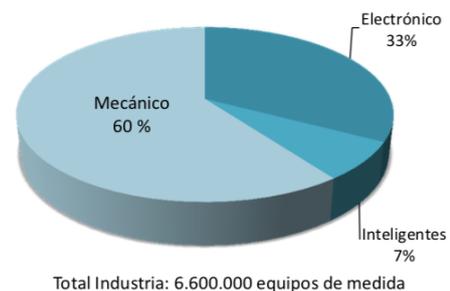


Figura 1: Parque tecnológico de los sistemas de medición implementados por las empresas. (Fuente: "Diagnóstico para una Nueva Regulación de la Distribución Eléctrica en Chile", en noviembre del año 2018, Ministerio de Energía)

Cabe destacar que la implementación de los medidores inteligentes se desarrolla en el contexto de discusión de un cambio regulatorio del sistema de distribución del país, siendo este uno de los principales desafíos del Ministerio de Energía. Durante este proceso se podrán plantear cambios relevantes en los mecanismos utilizados en el cálculo de remuneración de las compañías, la forma en la que se fija la tasa de retorno, y evaluar la entrada de nuevos comercializadores, entre otros.

### Experiencia Internacional

Resulta importante revisar la experiencia internacional en relación a la implementación de medidores inteligentes, con el fin de conocer los posibles desafíos que podrían presentarse en el país durante este proceso.

La Unión Europea, el año 2011 tenía un total de 45 millones de medidores inteligentes instalados; Reino Unido, el año 2018

<sup>1</sup> <https://www.cnnchile.com/pais/medidores-luz-empresas-costo-proyecto-ley-20190303/>

poseía una cantidad cercana a 12 millones, y Estados Unidos, el año 2017 alcanzó una cifra de 80 millones de medidores instalados. Los desafíos enfrentados por estos países se concentraron principalmente en el ámbito de los marcos regulatorios, los cuales permiten realizar cambios relevantes para beneficiarse del uso de los nuevos medidores. Los puntos abordados son: acceso a la información de los medidores, apertura de nuevos mercados y calidad de suministro.<sup>2 3 4</sup>

El acceso a la información en tiempo real de los consumos del cliente permite definir tarifas eléctricas que desplieguen un uso eficiente de la red de distribución (objetivo regulatorio de eficiencia asignativa). Dado que los nuevos medidores permiten identificar en mayor detalle en el tiempo (y también espacial en caso de requerirse) del consumo de energía eléctrica de los clientes residenciales, esto permitiría rediseñar la forma en la que se determinan las tarifas eléctricas de los clientes de baja tensión, con el fin de permitir una adecuada gestión de la demanda.

La fijación de las tarifas eléctricas se basa en cuatro elementos centrales: (1) un precio para la energía eléctrica, (2) un precio o cargo para otros servicios, tales como reservas de operaciones o capacidad, (3) cargo por uso de redes y (4) cargos para recuperar los costos de políticas públicas<sup>5</sup>. En EE. UU. se propone un nuevo diseño de tarifas eléctricas reflectivas<sup>5</sup> con precios que varíen en forma horaria. Se busca a través de estas tarifas incentivar al cliente a hacer un uso eficiente de la energía, evitando consumo en las horas de demanda punta del sistema, para así hacer un mejor uso de la red y a la vez que el cliente pueda acceder a mejores opciones tarifarias, percibiendo los ahorros en su cuenta.

En relación con el acceso de la información, los desafíos también se centran en la privacidad de la información adquirida. En la Unión Europea, los mecanismos de regulación determinan que el cliente es dueño de la información que entrega el medidor, y tiene, además, la facultad de definir perfiles de privacidad según lo decida. Esta política busca garantizar el acceso a la red en forma no-discriminatoria y la protección de los datos con herramientas de ciberseguridad. Un ejemplo de esta política ocurre en Francia, donde las distribuidoras tienen acceso a las medidas diarias de los clientes. Sin embargo, para obtener una información más detallada en forma horaria se debe solicitar el permiso expreso del cliente. Si esta información es requerida por otras entidades (por ejemplo, nuevos competidores), en caso de contar con el consentimiento expreso del cliente se facilita el uso de una aplicación remota que permite la conexión directa al medidor. De esta forma la Unión Europea avanza hacia la nivelación de condiciones entre competidores, donde las distribuidoras deben ser organismos neutros que faciliten la apertura de nuevos mercados<sup>6</sup>. En consecuencia, las distribuidoras no debiesen aprovechar su posición dominante y acceso privilegiado a la información del cliente a fin de obtener ventajas en mercados potencialmente competitivos<sup>6</sup>. A partir de la apertura de nuevos mercados, en algunos países se ha posibilitado la comercialización de medidores por parte de terceros. Por ejemplo, en el Reino Unido, el organismo regulador determinó que la comercialización de medidores puede ser llevada a cabo por un comercio externo a las distribuidoras y de libre competencia. Adicionalmente, se le otorga al cliente

la capacidad de elegir con qué comercializador desea instalar el medidor inteligente en su hogar, fiscalizando al mismo tiempo que la distribuidora acepte a este comercializador en forma neutra promoviendo la no-discriminación en el mercado<sup>7</sup>.

Por otro lado, asegurar la calidad de suministro y satisfacción del cliente son aspectos claves en el negocio de distribución. En este aspecto, los medidores inteligentes permiten mejorar la calidad de suministro ya que tienen la capacidad de alertar en forma instantánea a las distribuidoras cuando hay interrupciones, detallando la ubicación de los afectados. Esto permitiría favorecer el debido reconocimiento de compensaciones a clientes por causa de interrupciones y reducir los tiempos de respuesta ante fallas, aunque esto último depende en mayor medida de otros factores, como las podas, el soterramiento de las redes y los tiempos de respuestas de cuadrillas para atender fallas.

## Desafíos Futuros

Los medidores inteligentes son tecnologías nuevas que permiten obtener distintos beneficios a los usuarios, siempre y cuando existan las políticas públicas y marcos regulatorios que lo permitan. Actualmente, en Chile no está desarrollado este contexto y la discusión para modificar el marco regulatorio de la distribución aún no concluye. Por lo tanto, las propuestas que se presenten durante el 2019 debiesen hacerse cargo de los nuevos desafíos que surgen en los sistemas de distribución, como son el diseño de nuevas tarifas flexibles, dar una mayor importancia a la privacidad de información del usuario, avanzar hacia un mercado más profundo de servicios competitivos en distribución y mejorar la calidad de suministro.

Es fundamental que estos medidores inteligentes, así como cualquier nueva tecnología, traigan beneficios efectivos para todos los usuarios, de otra forma no serán aceptados por la ciudadanía. Actualmente, estos beneficios solo pueden ser percibidos por un porcentaje menor de clientes regulados, como los usuarios que optan por Tarifas Flexibles Reguladas (en el caso de Enel Distribución, unos 100.000 clientes de los 1,7 millones al 2015<sup>8</sup>) o aquellos que poseen paneles solares en sus hogares (sólo 4.495 instalaciones declaradas hasta febrero del 2019<sup>9</sup>). Estos usuarios pueden usar la información detallada recolectada por los medidores inteligentes a fin de ajustar sus patrones horarios de consumo y así reducir su cuenta eléctrica, concentrando su consumo en las horas con tarifa menor, o con mayor generación solar.

En lo inmediato, los medidores inteligentes traerán beneficios al fiscalizador (SEC), quien contará con mejor información de las interrupciones de suministro, y a las empresas distribuidoras, reduciendo los costos de lectura de medidores. No obstante, no es evidente que los beneficios en el corto plazo, sociales o económicos, superen la inversión que actualmente están asumiendo usuarios. Si tuviéramos un mercado más profundo de servicios competitivos de distribución, distinta sería la condición. Generación distribuida en las casas, vehículos eléctricos, baterías domiciliarias, soluciones de gestión de demanda, agregadores y comercializadores, entre otros, son todos cambios para los cuales nuestra regulación debe estar preparada y, sin duda, los medidores inteligentes serán parte de ese futuro.

<sup>2</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_vva\\_dso\\_final\\_report\\_vf.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_vva_dso_final_report_vf.pdf)

<sup>3</sup> "Smart Meter: Quarterly Report to end September 2018"; Department for business, Energy & Industrial strategy; Sitio Web:

[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/759735/2018\\_Q3\\_Smart\\_Meters\\_Report\\_FINAL.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/759735/2018_Q3_Smart_Meters_Report_FINAL.pdf)

<sup>4</sup> <https://www.utilitydive.com/news/smart-meter-deployments-slow-as-questions-emerge-over-cost-effectiveness-s/542941/>

<sup>5</sup> [energy.mit.edu/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf](http://energy.mit.edu/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf)

<sup>6</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/1128ea3e-cadc-ed43-dcf7-4dd40f9e446b>

<sup>7</sup> [www.ofgem.gov.uk/smart-meters-your-rights](http://www.ofgem.gov.uk/smart-meters-your-rights)

<sup>8</sup> <http://www.revistaei.cl/2015/07/13/chilectra-reprograma-medidores-por-horario-de-verano/>

<sup>9</sup> "Informe SEC: Resumen Mensual de la Industria Energética"; ENERO 2019; SEC

## Análisis de operación

### Generación

En el mes de febrero la generación total del SEN fue de 5.994 GWh/mes, un 8,3% menor a enero de 2019 (6.538 GWh/mes) y un 0,02% menor que febrero de 2018 (5.995 GWh/mes).

La participación de la generación hidroeléctrica, eólica y solar disminuyó en un 6%, 1%, y 1%, respectivamente, con respecto al mes anterior. En contraste, la participación del carbón, GNL, diésel, y otras fuentes aumentaron en un 1%, 5%, 1%, y 1% respectivamente, en relación con el mes de enero.

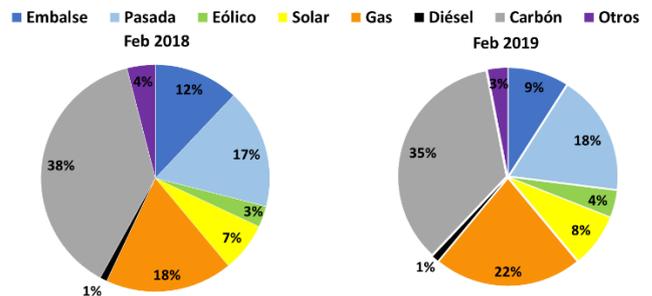
Durante febrero estuvieron en mantenimiento las unidades Nueva Ventanas (249 MW, 8 días), San Isidro GNL (368 MW, 3 días), Tocopilla U-16 GNL (355 MW, 5 días), Mejillones CTM2 (157 MW, 4 días), Norgener NTO2 (132 MW, 18 días), Guacolda 3 (141 MW, 8 días), Tarapacá CTTAR (149 MW, 4 días), y Rucúe (178 MW, 1 día).

Con respecto a la generación bruta del mes de febrero, la potencia máxima generada fue de 10.365 MW el día 1, la mínima fue de 6.992 MW el día 10 y el promedio fue de 8.919 MW. La figura 2 muestra el ciclo de la generación durante el mes de febrero, la cual es más alta durante los días hábiles y más baja durante los fines de semana.

### Hidrología

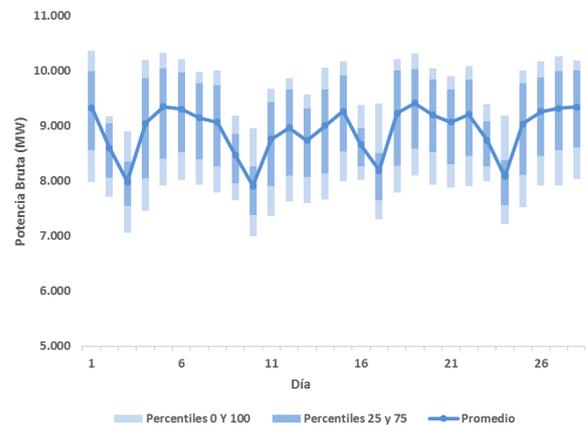
Al igual que en el mes de enero de 2019, durante febrero 2019 la energía embalsada en el SEN superó los niveles del año anterior. No obstante, se mantiene aún en niveles históricamente bajos, representando un 72% del promedio mensual entre los años 1994 y 2018 (ver Figura 4). En lo que va del año hidrológico 2018/2019 (abril de 2018 – enero de 2019), el nivel de excedencia observado es igual a 83%, es decir, se ubica entre el 17% de las hidrologías más secas observadas a igual fecha.

Para mayor detalle de la operación del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Datos de Operación del SIC-SING.



**5.995** GWh/mes      Generación total del mes      **5.994** GWh/mes

Figura 2: Energía mensual generada en el SEN (Fuente: CEN)



Potencia máxima mes      **10.365 MW**  
Potencia mínima mes      **6.991 MW**

Figura 3: Generación bruta del SEN febrero 2018 (Fuente: CEN)

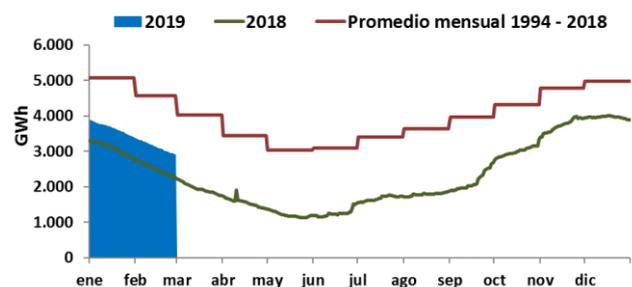


Figura 4: Energía almacenada en principales embalses (Fuente: CNE – CEN)

## Análisis de operación

### Costos Marginales

En febrero el costo marginal de la barra Crucero 220 fue de 51,2 US\$/MWh, lo cual es un 0,4% menor al costo de enero de 2019 (51,4 US\$/MWh), y un 16,6% mayor respecto a febrero de 2018 (42,7 US\$/MWh). Los costos en demanda alta fueron determinados por el diésel y en demanda baja por el carbón, observándose máximos por sobre los 129 US\$/MWh y múltiples escenarios de vertimiento (ver Figura 5).

Por su parte, el costo marginal de la barra Alto Jahuel 220 fue de 64 US\$/MWh, lo cual es un 1,4% mayor con respecto a enero de 2019 (63,1 US\$/MWh) y un 15,3% mayor con respecto a febrero de 2018 (54,2 US\$/MWh). Estos costos estuvieron fuertemente determinados por el valor del gas en demanda baja y por el diésel en demanda alta (ver Figura 6).

Durante febrero se observaron variaciones de costos marginales a lo largo del SEN, fundamentalmente debido a la congestión en las líneas de transmisión que unen el norte – centro y centro – sur del sistema (ver Figura 7). El total de desacoples del SEN fue de 1218 horas.

Los tramos con mayores desacoples troncales fueron Caufín 220 – TAP Rio Toltén 220 (43 eventos), P. Azúcar 220 – P. Colorada 220 (37 eventos), D. Almagro 220 – D. Almagro 110 (23 eventos), L. Vilos 220 – L. Palmas 220 (23 eventos), Don Goyo – P. Azúcar (15 eventos), D. Almagro 220 – Cachiyuyal 220 (13 eventos) con un desacople promedio de 91,6 US\$/MWh, 30 US\$/MWh, 43,6 US\$/MWh, 24,2 US\$/MWh, 5,9 US\$/MWh y 42,4 US\$/MWh, respectivamente.

Para mayor detalle sobre precios del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección Precios del SIC-SING.

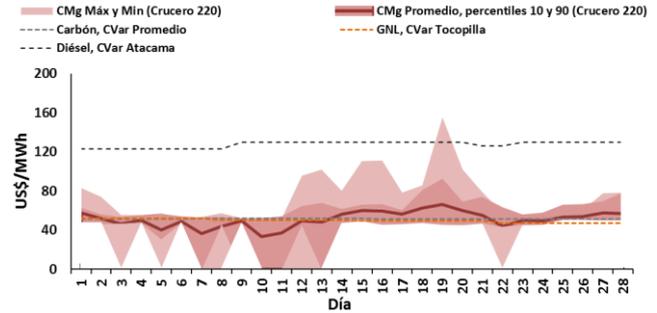


Figura 5: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Crucero 220 (Fuente: CEN)

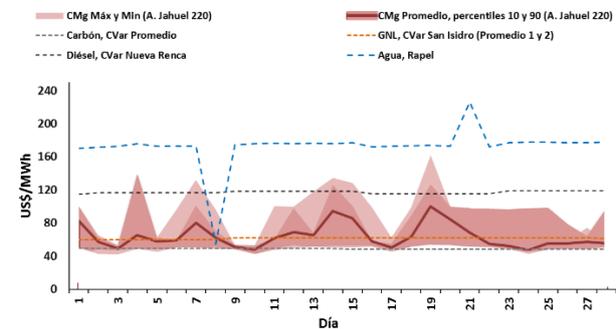


Figura 6: Principales costos variables y costo marginal promedio diario de febrero para Alto Jahuel 220 (Fuente: CEN)

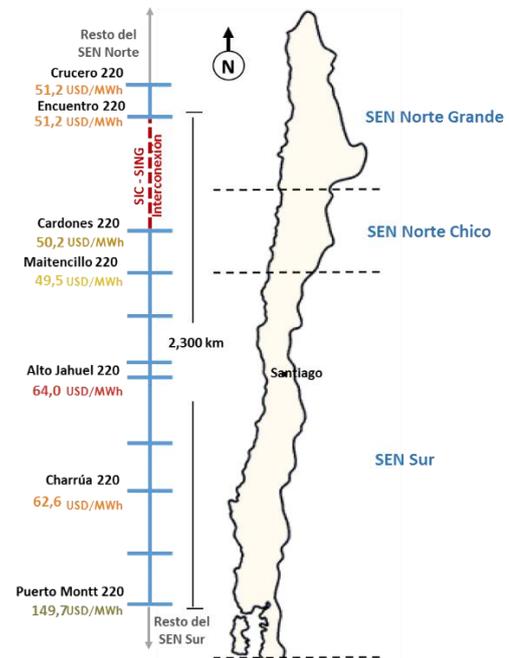


Figura 7: Costo marginal promedio de febrero en barras representativas del Sistema (Fuente: CEN)

Tabla 2: Desacople promedio por tramo congestionado en sistema de transmisión (Fuente: CEN)

Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh	Lineas con desacoples	Horas	Desacople promedio USD/MWh
CAUTIN 220 - TAP RIOTOLTEN 220	528	91,6	D.ALMAGRO 220 - CACHIYUYAL 220	31	42,4
P.AZUCAR 220 - P.COLORADA 220	228	30,0	NOGALES 220 - L.VILOS 220	18	16,8
D.ALMAGRO 220 - D.ALMAGRO 110	165	43,6	L.PALMAS 220 - PUNTA_SIERRA 220	9	69,6
L.VILOS 220 - L.PALMAS 220	120	24,2	LA_CEBADA 220 - DON_GOYO 220	5	23,8
DON_GOYO 220 - P.AZUCAR 220	36	5,9	ITAHUE 220 - ITAHUE 154	4	139,4

# Proyección Systep de costos marginales a 12 meses

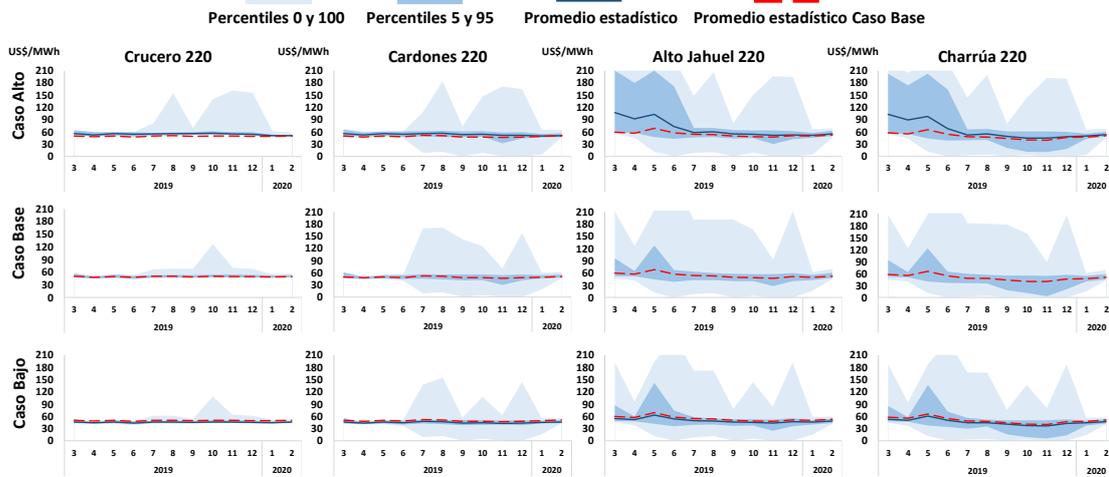


Figura 8: Costos marginales proyectados por barra (Fuente: Systep)

Conforme a la información publicada en los últimos informes de programación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se realizó una proyección de costos marginales a 12 meses. Se definieron tres escenarios de operación distintos: **Caso Base** que considera los supuestos descritos en la Tabla 2 y un nivel de generación de las centrales que utilizan GNL igual o mayor al proyectado por el CEN; **Caso Bajo** que considera una alta generación GNL y bajos costos de combustibles; y un **Caso Alto** en el cual se considera que solamente San Isidro y U16 tienen disponibilidad de GNL, y los supuestos presentados en la Tabla 2.

Tabla 3: Supuestos considerados en las simulaciones

Supuestos		Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto	
Crecimiento demanda	2018 (Real)	2,9%	2,9%	2,9%	
	2019 (Proyectada)	3,0%	3,0%	3,0%	
Precios combustibles	Carbón US\$/Ton	Mejillones	107,7	119,6	131,6
		Angamos	100,2	111,4	122,5
		Tocopilla	107,8	119,8	131,8
		Andina	90,4	100,4	110,5
		Hornitos	89,7	99,7	109,7
		Norgener	101,8	113,1	124,4
		Tarapacá	93,5	103,8	114,2
	N. Ventanas	109,3	121,4	133,6	
	Diesel US\$/Bbl (Quintero)	Quintero	91,5	101,7	111,8
		Mejillones	91,7	101,9	112,1
	GNL US\$/MMBtu	San Isidro	5,4	6,0	6,6
		Nehuenco	7,5	8,3	9,1
		Nueva Renca	5,3	5,9	6,4
Mejillones, Tocopilla Kelar		4,4 9,3	4,9 10,3	5,4 11,3	

Es importante mencionar que, dadas las posibles modificaciones al plan de obras de generación y transmisión considerado, junto a la postergación de los mantenimientos informados por el Coordinador, no es posible garantizar que los supuestos anteriores ocurran exactamente como se han modelado, pudiendo existir divergencias en los costos marginales proyectados con respecto los costos reales.

En los siguientes 12 meses se espera la entrada en operación de 864 MW de nueva capacidad, de los cuales 98 MW son solares, 183 MW eólicos, 110 MW de termosolar y 375 MW térmicos.

En los gráficos de la **Figura 8**, se muestra un análisis estadístico de los costos marginales proyectados por Systep, en el cual se destacan distintos percentiles que revelan el efecto de considerar simultáneamente, tanto la variabilidad hidrológica como los distintos niveles de demanda que pueden ocurrir durante los meses.

La línea azul muestra un promedio estadístico de los costos marginales esperados para las distintas barras. El área azul contiene el 90% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 5% y 95%) usando los distintos bloques de los meses y todas las hidrologías consideradas, mientras que el área celeste incluye el 100% de los costos marginales calculados (registros entre el percentil 0% y 100%).

## Análisis por empresa

A continuación, se presenta un análisis físico y financiero por empresa, de acuerdo con su operación en el SEN.

En febrero, Enel Chile disminuyó su generación hidráulica, solar y eólica, pero aumentó su generación térmica. Por otro lado, AES Gener disminuyó su generación hidráulica y térmica (carbón). Colbún aumentó su generación a gas y carbón, disminuyendo su generación hidráulica. Engie disminuyó su generación a carbón y aumentó su aporte en Gas Natural. Finalmente, Tamakaya aumentó su generación térmica.

En enero, las empresas Tamakaya, Enel Chile y Engie fueron deficitarias, mientras que Colbún y AES Gener fueron excedentarias.

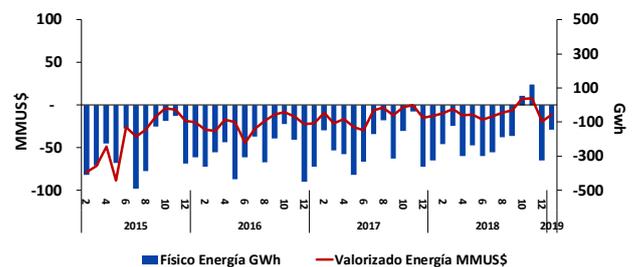
### Enel Chile

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2018	Ene 2019	Feb 2019
Diésel	6	3	1
Carbón	220	252	318
Gas Natural	358	56	33
Hidro	840	829	580
Solar	97	99	83
Eólico	122	155	116
<b>Total</b>	<b>1.643</b>	<b>1.392</b>	<b>1.131</b>

\*Incluye EGP, Gasatagama y Pehuenche.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Ene 2019	Feb 2019
Central		
Bocamina (prom. I y II)	53,8	54,2
San Isidro GNL (prom. I y II)	60,4	60,2
Taltal Diesel	208,2	188,2
Atacama Diesel (TG1A+TG1B+TV1C)	147,9	133,6
Celta Carbón (CTAR)	42,3	42,3

Transferencias de Energía enero 2019	
Total Generación (GWh)	1.392
Total Retiros (GWh)	1.537
Transf. Físicas (GWh)	-145
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-11

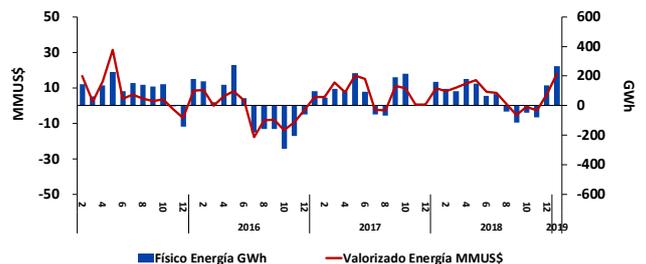


### Colbún

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2018	Ene 2019	Feb 2019
Diésel	3	9	33
Carbón	231	215	228
Gas Natural	431	719	810
Hidro	366	450	283
Solar	0	28	24
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.031</b>	<b>1.421</b>	<b>1.377</b>

Fuente	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Ene 2019	Feb 2019
Central		
Santa María	40,3	40,3
Nehuenco GNL (prom. I y II)	60,6	60,6
Nehuenco Diesel (prom. I y II)	111,9	113,0

Transferencias de Energía enero 2019	
Total Generación (GWh)	1.421
Total Retiros (GWh)	1.154
Transf. Físicas (GWh)	267
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	18



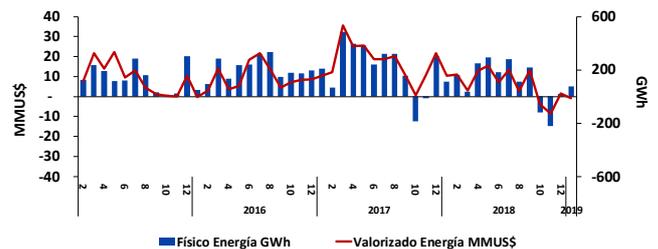
### AES Gener

Fuente	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2018	Ene 2019	Feb 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	1.509	1.416	1.351
Gas Natural	0	4	4
Hidro	140	152	135
Solar	5	6	5
Eólico	0	0	0
Otro	4	0	0
<b>Total</b>	<b>1.659</b>	<b>1.578</b>	<b>1.496</b>

\*Incluye Guacolda, Cochrane y Angamos, entre otras.

Fuente	Costos variables promedio (US\$/MWh)	
	Ene 2019	Feb 2019
Central		
Ventanas prom. (prom. I y II)	55,2	55,3
N. Ventanas y Campiche	51,7	51,7
Angamos (prom. 1 y 2)	45,1	45,1
Guacolda III	46,2	46,7
Norgener (prom. 1 y 2)	47,8	47,8

Transferencias de Energía enero 2019	
Total Generación (GWh)	1.578
Total Retiros (GWh)	1.501
Transf. Físicas (GWh)	77
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-1



## Análisis por empresa

### Engie

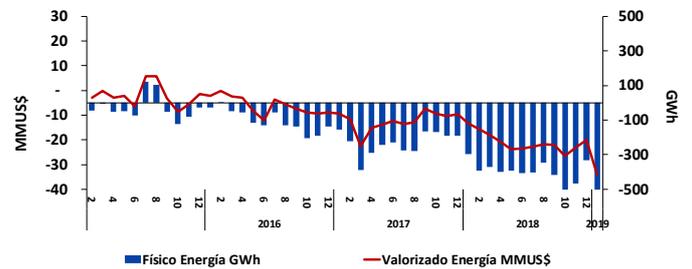
	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2018	Ene 2019	Feb 2019
Diésel	2	0	0
Carbón	310	322	186
Gas Natural	109	56	137
Hidro	5	4	5
Solar	2	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>429</b>	<b>382</b>	<b>327</b>

\*Considera Andina y Hornitos

	Costos Variables promedio (US\$/MWh)	
	Ene 2019	Feb 2019
Central	46,9	48,3
Andina Carbón	54,5	55,4
Tocopilla GNL	44,5	48,5

Transferencias de Energía enero 2019	
Total Generación (GWh)	382
Total Retiros (GWh)	987
Transf. Físicas (GWh)	-605
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-34

\*Considera Andina y Hornitos

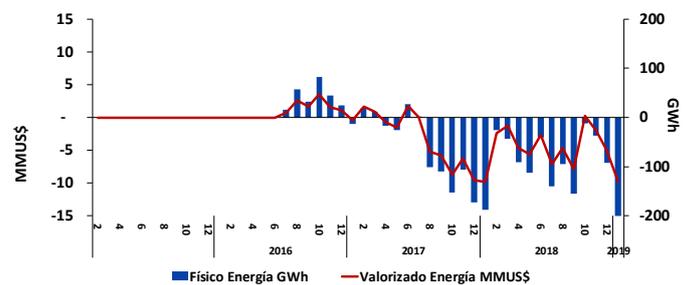


### Tamakaya Energía (Central Kelar)

	Generación por Fuente (GWh)		
	Feb 2018	Ene 2019	Feb 2019
Diésel	0	0	0
Carbón	0	0	0
Gas Natural	194	33	148
Hidro	0	0	0
Solar	0	0	0
Eólico	0	0	0
<b>Total</b>	<b>194</b>	<b>33</b>	<b>148</b>

	Costos Variables prom. (US\$/MWh)	
	Ene 2019	Feb 2019
Kelar GNL (TG1 + TG2 + TV)	73,0	75,6

Transferencias de Energía enero 2019	
Total Generación (GWh)	33
Total Retiros (GWh)	233
Transf. Físicas (GWh)	-200
Transf. Valorizadas (MMUS\$)	-10



Para mayor detalle sobre empresas del Sistema, ver [Estadísticas System](#), sección Información de empresas del SIC-SING.

## Suministro a clientes regulados

El precio promedio de los contratos firmados entre generadores y empresas distribuidoras para el suministro de clientes regulados, indexado a febrero de 2019, es de 91,3 US\$/MWh para el Sistema Eléctrico Nacional, referidos a barra de suministro (ver Tabla 3).

En la Tabla 4 se muestran los precios de licitación promedios por empresa distribuidora, en las barras de suministro correspondientes. Se observa que actualmente Enel Distribución y SAESA acceden a menores precios mientras que, en contraste, CGED accede a los precios más altos en comparación con las restantes distribuidoras del sistema.

Los valores de la Tabla 3 y 4 consideran los contratos adjudicados hasta el proceso 2015/02.

Para mayor detalle sobre Precios de Licitación, ver [Estadísticas System](#), sección Precios de licitación del SIC-SING.

Tabla 4: Precio medio de licitación indexado a enero de 2019 por generador, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Generadora	Empresa Matriz	Precio Medio Licitación* US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año
Enel Generación	Enel Chile	86,0	19.081
Panguipulli	Enel Chile	125,8	565
Puyehue	Enel Chile	100,9	160
Colbún	Colbún	87,2	6.932
Pelumpén	Colbún	88,2	380
Aes Gener	Aes Gener	89,5	5.601
Guacolda	Aes Gener	79,5	900
Engie	Engie	102,2	7.570
Monte Redondo	Engie	112,6	303
Amunche Solar	First Solar	68,7	110
SCB II	First Solar	71,7	88
E Eléctrica Carén	Latin America Power	114,0	85
Norvind	Latin America Power	117,4	25
I.Cabo Leones	Ibèreólica / EDF EN	94,7	195
Chungungo	Atlas Renewable Energy	92,3	190
San Juan	Latin America Power	106,3	420
Santiago Solar	AME / EDF EN	82,9	120
Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	119,1	83
EE ERNC-1	BCI/ Antuko	117,5	60
Abengoa	Abengoa Chile	117,9	514
Diego de Almagro	Prime Energía	115,4	220
El Campesino	Generadora Metropolitana	98,3	2.000
E Cerro El Morado	MBI Inversiones	120,9	40
Aela Generación	Actis/Mainstream	84,1	768
Acciona	Acciona	100,1	600
SPV P4	Sonnedix	101,9	20
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>		<b>91,3</b>	<b>47.029</b>

\* Precios en Barra de Suministro

Tabla 5: Precio medio de licitación indexado a enero de 2019 por distribuidora, en barra de suministro (Fuente: CNE. Elaboración: System)

Empresa Distribuidora	Precio Medio Licitación US\$/MWh	Energía Contratada GWh/año	Precio Medio Reajustado US\$/MWh
Enel Distribución	77,0	17.098	84,2
Chilquinta	98,8	4.122	97,4
EMEL	90,2	3.704	94,5
CGED	107,2	16.072	96,3
SAESA	85,1	6.034	92,3
<b>Precio Medio de Licitación Sistema</b>	<b>91,3</b>	<b>47.029</b>	<b>91,3</b>

\* Precios en Barra de Suministro

## Energías Renovables No Convencionales

De acuerdo con el balance de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) correspondiente a enero de 2019, los retiros de energía afectos a obligaciones establecidos en la Ley 20.257 y la Ley 20.698 fueron iguales a 5.953 GWh, por lo tanto, las obligaciones sumaron 521 GWh en total. A su vez, la generación ERNC durante enero fue igual a 1.206 GWh, es decir, se superó en un 132% la obligación ERNC.

La generación ERNC reconocida de enero 2019 fue un 7,05% mayor a la reconocida en enero 2018 (1.127 GWh) y un 39,7% mayor a la reconocida en enero 2017 (864 GWh) (ver Figura 9).

La mayor fuente ERNC corresponde a aportes solares que representan un 51% (611 GWh) seguido por aportes eólicos con un 27% (324 GWh), luego los aportes hidráulicos con un 13% (157 GWh) y finalmente la biomasa, que representó un 8% (97 GWh). Por su parte, la generación geotérmica representa un 3% (17 GWh).

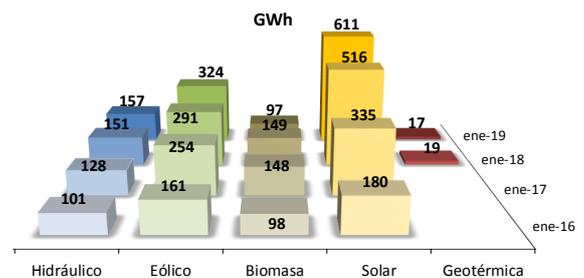


Figura 9: Generación ERNC histórica reconocida (Fuente: CEN)

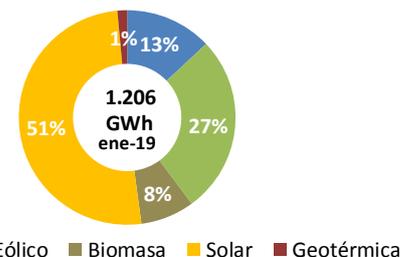


Figura 10: Generación ERNC reconocida en enero 2019 (Fuente: CEN)

## Expansión del Sistema

### Plan de obras

De acuerdo con la RE 187 CNE (20-02-2019) "Declara y actualiza instalaciones de Generación y Transmisión en construcción", se espera la entrada de 2.992 MW de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2024. De estos, 35,5% corresponde a tecnología hidráulica (1.062 MW), un 27,4% a tecnología eólica (820 MW), un 23,2% a tecnología térmica (693 MW) y un 13,9% a tecnología solar (417 MW).

De acuerdo con la información anterior y a consideraciones adicionales, la Tabla 5 y la Tabla 6 resumen los supuestos de los planes de obras utilizados para la proyección de costos marginales a 12 meses (página 5).

Tabla 6: Centrales mayores a 10 MW en Plan de Obras a 12 meses (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Fecha conexión Systep
IEM	Térmica	375	abr-19
Huatacondo	Solar	98	abr-19
San Gabriel	Eólica	183	jul-19
CSP Cerro Dominador	Temosolar	110	ene-20

Tabla 7: Proyectos de Transmisión Nacional a un año (Fuente: CNE, Systep)

Proyecto	Responsable	Decreto	Fecha conexión Decreto	Fecha conexión Systep
Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV	Interchile	115/2011	ene-18	jul-19

Para mayor detalle sobre expansión del Sistema, ver [Estadísticas Systep](#), sección *Infraestructura del SIC- SING*.

## Proyectos en Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

En el Sistema Eléctrico Nacional, los proyectos de generación en calificación totalizan 4.977 MW con una inversión de MMUS\$ 7.609, mientras que los proyectos aprobados totalizan 49.396 MW con una inversión de MMUS\$ 106.993.

En el último mes se aprobaron los proyectos eólicos "Parque Eólico Vergara" de 36 MW y MMUS\$ 65 y el "Parque Eólico Las Viñas" de 59 MW y MMUS\$ 117; los proyectos solares "Parque Fotovoltaico USYA" de 51 MW y MMUS\$, "Parque Fotovoltaico Meli" de 9 MW y MMUS\$ 11, "Parque Solar Panimávida" de 9 MW y MMUS\$ 12, "Parque Fotovoltaico Verano de San Juan I" de 9 MW y MMUS\$ 10,2, "Planta Fotovoltaica San Vicente" de 8 MW y MMUS\$ 7,8, y "Planta Solar Ocoa 2" de 3 MW y MMUS\$ 6. Por su parte, entraron en calificación los proyectos PMGD de 9 MW "Planta Fotovoltaica Mitchi", "Parque Centauro Solar" y "Parque Solar Playero".

Tabla 8: Proyectos de generación en calificación de estudio de impacto ambiental en el Sistema Eléctrico Nacional (Fuente: SEIA)

Tipo de Combustible	En calificación		Aprobados	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Eólico	1.178	2.204	10.235	20.322
Hidráulica	209	604	3.930	6.654
Solar	2.173	2.959	19.291	53.192
Gas Natural	1.127	1.530	5.757	5.397
Geotérmica	50	200	120	510
Diesel	241	113	2.568	6.388
Biomasa/Biogás	0	0	465	927
Carbón	0	0	7.030	13.603
<b>TOTAL</b>	<b>4.977</b>	<b>7.609</b>	<b>49.396</b>	<b>106.993</b>

Para mayor detalle sobre Proyectos en Evaluación SEIA, ver [Estadísticas Systep](#), sección Infraestructura SIC-SING.

## Seguimiento regulatorio

### Ministerio de Energía

- Reingreso de Reglamento de Servicios Complementarios a Contraloría el 18 de marzo de 2019 ([ver más](#)).

### Comisión Nacional de Energía

- Proceso de modificación a la Norma Técnica de GNL estuvo en consulta pública ([ver más](#)).
- Proceso Normativo sobre Cálculo de Costos Marginales. Elaboración de borrador por la CNE ([ver más](#)).
- Proceso Normativo sobre Declaración de Costos Variables ([ver más](#)).
- Proceso elaboración Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control estuvo en consulta pública ([ver más](#)).

### Coordinador Eléctrico Nacional

- Se publicó la propuesta de expansión de la transmisión 2019 ([ver más](#)).

### Panel de Expertos

- Discrepancia N03-2019: Discrepancia contra Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2018 aprobado por la Comisión Nacional de Energía ([ver más](#)).
- Discrepancia N05-2019: Discrepancia de Aes Gener respecto de la Reliquidación de los Balances de Transferencias de Energía versión definitiva periodo septiembre y diciembre de 2011 ([ver más](#)).

Descargue las estadísticas del Reporte System y del sector eléctrico desde nuestro sitio web.

- Datos de la operación
- Precios
- Resumen por empresa
- Suministro a clientes regulados
- Datos de infraestructura

[www.system.cl](http://www.system.cl)

# Marzo 2019



## Contáctenos para mayor información:

Teléfono +56 2 2232 0510

Fax +56 2 2232 2637

[reporte@system.cl](mailto:reporte@system.cl)

[www.system.cl](http://www.system.cl)

Don Carlos 2939, Of. 1007

Las Condes, Santiago, Chile. 7550171

Rodrigo Jiménez B. | Gerente General

[rijimenez@system.cl](mailto:rijimenez@system.cl)

Pablo Lecaros V. |

[plecaros@system.cl](mailto:plecaros@system.cl)

Gerente de Mercados  
Eléctricos y Regulación

Camilo Avilés A. |

[caviles@system.cl](mailto:caviles@system.cl)

Líder de Proyectos

©System Ingeniería y Diseños elabora este Reporte Mensual del Sector Eléctrico en base a información de dominio público. El presente documento es para fines informativos únicamente, por lo que los clientes podrán considerar este informe sólo como un factor en la toma de sus decisiones de inversión, desligándose System de los resultados obtenidos, directa o indirectamente, producto de dichas acciones. La veracidad de la información recopilada en el presente documento no es puesta en duda por System, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este Reporte reflejan distintos supuestos definidos por System, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión. System no se hace responsable por las consecuencias derivadas del uso de los análisis, proyecciones y estimaciones publicados en este Reporte. La frecuencia de publicación de este Reporte queda a discreción de System. Se autoriza la reproducción parcial o total de este informe sujeta a que se cite como fuente a System.