

ENERGÍA LATINA S.A. Y FILIALES

*Análisis razonado de los estados financieros consolidados intermedios
correspondiente al período terminado
al 30 de septiembre de 2021*

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADO	4
2.1 ANÁLISIS DE EBITDA.....	4
2.2 ANÁLISIS OTROS ÍTEMS NO OPERACIONALES	5
3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO	6
4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO	8
5. INDICADORES FINANCIEROS	9
6. ANÁLISIS DIFERENCIAS ENTRE VALORES LIBROS Y VALORES DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS	10
7. ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL MERCADO ELÉCTRICO	10
8. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO	10
8.1 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y RIESGOS ASOCIADOS.....	10
8.2 RIESGO REGULATORIO.....	11
8.3 RIESGO DEMANDA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA	12
8.4 RIESGO ASOCIADO A SUS FLUJOS OPERACIONALES	12
8.5 RIESGO COMBUSTIBLE	12
8.6 RIESGO CAMBIARIO Y DE TASA DE INTERÉS	12
8.7 RIESGO DE CRÉDITO	13
8.8 RIESGO DE LIQUIDEZ.....	13
8.9 RIESGOS ASOCIADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO.....	13

1. Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado, éste debe leerse junto con los estados financieros y notas respectivas, los que se han preparado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés).

En el análisis de cifras se debe tener presente que, para el estado de situación financiera consolidado clasificado intermedio se comparan los saldos al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020; el estado de resultados consolidado intermedio y estado de flujos de efectivo consolidado intermedio se comparan los saldos al 30 de septiembre 2021 y 2020.

Todas las cifras están expresadas en miles de dólares estadounidenses (MUS\$).

Energía Latina S.A. es una sociedad orientada fundamentalmente a la generación de electricidad. La Sociedad, a través de la filial Enlase Generación Chile S.A., de la que posee el 99,9% de participación, proporciona el servicio de generación de energía eléctrica. La filial, vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo: San Lorenzo, Peñón, Teno y Trapen ubicadas en la III, IV, VII y X región, respectivamente. La potencia máxima reconocida por el Coordinador Eléctrico que tienen estas cuatro centrales corresponde a 283,96 MW al 30 de septiembre de 2021.

La filial Enlase Energía S.A. fue constituida con el objeto de llevar a cabo proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y otros directamente ligados a éste, mediante la participación de procesos de adquisición de activos eléctricos y/o el desarrollo de nuevos proyectos.

Mediante escritura pública del 29 de diciembre de 2020, otorgada por el Notario Eduardo Javier Diez Morello, se constituyó la filial Highview Enlase SpA. cuyo objeto social es la generación, transmisión, compra, venta, transformación y distribución de energía eléctrica.

La Sociedad posee dos coligadas con una participación del 50% en cada una de ellas y ambas se registran como inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. Las sociedades son Innovación Energía S.A. y Terminal Gas Caldera S.A.

La Sociedad opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

2. Análisis del estado de resultado

Las principales partidas del Estado de Resultados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 en MUS\$ son:

ESTADO DE RESULTADOS	30-09-21	30-09-20
Ingresos de operación	41.920	15.630
Costos de operación y administración	(29.586)	(8.150)
EBITDA	12.334	7.480
Depreciación y amortización	(3.861)	(2.808)
Ganancia por actividades de operación	8.473	4.672
Resultado financiero (neto)	(905)	(1.066)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	129	(271)
Otros	(648)	(202)
Ganancia antes de impuesto	7.049	3.133
Impuestos a las ganancias	(2.031)	(928)
Ganancia del ejercicio	5.018	2.205

La Sociedad al cierre de septiembre 2021 registra una ganancia superior en MUS\$2.813 al resultado del mismo período del año anterior; esta mayor ganancia se explica principalmente en las mayores de ventas de energía del período 2021.

2.1 Análisis de EBITDA

EBITDA	30-09-21	30-09-20
Ingresos de operación		
Ventas de energía	29.854	3.509
Ventas de potencia	11.833	11.930
Otros Ingresos	233	191
Total ingresos de operación	41.920	15.630
Costos de operación y administración		
Petróleo	(22.597)	2.978)
Consumibles	(470)	(102)
Gastos de administración	(2.102)	(1.808)
Otros costos de producción	(4.417)	(3.262)
Total costos de operación y administración	(29.586)	(8.150)
Total EBITDA	12.334	7.480

El EBITDA al 30.09.2021 totalizó MUS\$12.334, superior en MUS\$4.854 respecto del saldo acumulado al tercer trimestre del año anterior. El mayor EBITDA se explica principalmente en:

Los ingresos de operación al 30.09.21 presentan un aumento de MUS\$26.290 respecto del mismo período del año anterior.

Al mes de septiembre del 2021, los mayores ingresos se explican por la mayor energía generada que alcanzó los 162,3 GWh versus 24,9 GWh al 30.09.20; la mayor generación se concentró en la central Trapen ubicada en la X región, la cual, fue requerida para abastecer la demanda de la zona sur del sistema eléctrico nacional, lo anterior, producto de i) restricciones de transferencia en la línea Cautín-Ciruelos, ii) disminución de la cota del lago Chapo, y iii) el bajo aporte de generación de las centrales eólicas de la zona. Se suman a ella en menor medida la generación de las centrales de Teno y Peñón por contingencia de abastecimiento de combustibles fósiles y falta de aporte hidroeléctrico por sequía en el país.

Los principales componentes de los ingresos de operación son: Las ventas de energía que representan el 71,2% de los ingresos para el periodo terminado al 30.09.21 (22,5% al 30.09.20) y las ventas de potencia que alcanzan el 28,2% del total de ingresos del tercer trimestre 2021 (76,3% al 30.09.20).

Por otro lado, los costos de operación y administración, en concordancia con la mayor producción de energía, presentan un aumento de MUS\$21.436, respecto del mismo período del año anterior, estos mayores costos se explican principalmente por un mayor consumo de petróleo diésel.

2.2 Análisis otros ítems no operacionales

Ítems no operacionales	30-09-21	30-09-20
Depreciación y amortización	(3.861)	(2.808)
Resultado financiero (neto)		
Ingresos financieros	8	21
Costos financieros	(913)	(1.087)
Total resultado financiero	(905)	(1.066)
Participación en ganancias (pérdidas) de negocios conjuntos	129	(271)
Otros		
Diferencias de cambio	(797)	(256)
Resultados por unidades de reajuste	149	54
Total Otros	(648)	(202)
Total ítems no operacionales	(5.285)	(4.347)

La depreciación y amortización, presenta un aumento respecto de período anterior, explicado por una mayor depreciación horaria de motores generadores, debido a mayor generación de energía.

Los costos financieros disminuyen en el primer trimestre del año 2021 principalmente por menor stock de deuda asociada al Bono serie B.

En la partida "Otros", tuvo un aumento de MUS\$446 al 30.09.21, esta se origina principalmente en la diferencia de cambio, lo anterior asociado a una mayor volatilidad cambiaria del peso chileno respecto del dólar estadounidense. Cabe recordar que las fluctuaciones en los tipos de cambio influyen sobre ciertos activos y pasivos en monedas distintas al dólar (cuentas por cobrar, remanente crédito fiscal y cuentas por pagar).

3. Análisis del estado de situación financiera clasificado

- a) En el cuadro siguiente se presentan los activos corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, en MUS\$:

ACTIVOS	30-09-21	31-12-20
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.601	2.795
Otros activos financieros, corrientes	849	-
Otros activos no financieros, corrientes	3.224	2.289
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	8.794	4.202
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	69	214
Inventarios	4.363	1.592
Total activos corrientes	26.900	11.092
Otros activos no financieros, no corrientes	1.328	403
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, no corrientes	12	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12.283	11.358
Activos intangibles distintos de la plusvalía	153	42
Propiedades, planta y equipo, neto	99.703	99.456
Activos por derecho de uso	615	323
Activos por impuesto diferidos	570	441
Total activos no corrientes	114.664	112.023
Total activos	141.564	123.115

Los activos corrientes aumentaron en MUS\$15.808 respecto al cierre del año 2020, explicado principalmente por el aumento del efectivo y efectivo equivalente en MUS\$6.806, producto de un mayor ebitda del período 2021, parte de los fondos fueron destinados para pagar créditos de capital de trabajo, bonos y dividendos, en la partida otros activos financieros se presenta la valorización de contratos Forwards. Por otro lado, los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar aumentan en MUS\$4.592 principalmente por deudores por venta de potencia y energía y finalmente los inventarios que fueron superiores en MUS\$2.771 debido al aumento en stock de petróleo y compra de repuestos para mantención de motores.

Los activos no corrientes, son superiores en MUS\$2.641, debido principalmente al aumento de los rubros i) propiedades, plantas y equipos, asociado a la ejecución del proyecto Teno Solar compensado con la depreciación del período, ii) activos por derecho de uso mostró un aumento por incorporación de contrato de arrendamiento financiero asociado a terreno que permite la instalación de proyecto Teno Solar y iii) otros activos no financieros, esta partida corresponde al remanente crédito fiscal el cual se espera recuperar en un horizonte superior a 12 meses.

- b) En el siguiente cuadro se muestran las partidas de pasivos corrientes y no corrientes y patrimonio al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre 2020, en MUS\$:

PASIVOS Y PATRIMONIO	30-09-21	31-12-20
Otros pasivos financieros, corrientes	15.475	9.600
Pasivos por arrendamientos, corrientes	121	121
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	4.352	2.680
Otras provisiones, corrientes	2.269	692
Total pasivos corrientes	22.217	13.093
Otros pasivos financieros, no corrientes	23.355	20.946
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	557	312
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes	-	136
Pasivos por impuestos diferidos	14.266	11.772
Total pasivos no corrientes	38.178	33.166
Total pasivos	60.395	46.259
Capital emitido	67.906	67.906
Otras reservas	348	(636)
Ganancia acumulada	12.674	9.586
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	80.928	76.856
Participaciones no controladoras	241	-
Total pasivo y patrimonio	141.564	123.115

El total de los pasivos al 30.09.2021 aumentaron en MUS\$14.136 explicado principalmente por aumento en los Otros pasivos financieros, corrientes y no corrientes MUS\$8.284 asociados a financiamiento de proyecto Teno Solar y créditos de capital de trabajo, las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar por MUS\$1.672, proveedores de combustibles y repuestos pendientes de pago, y un aumento del rubro otras provisiones de MUS\$1.577 por provisión CVNC (Costo Variable No Combustible), asociado a la generación del período.

El patrimonio alcanzó MUS\$80.928, superior al cierre 2020, debido a la valorización de los contratos de derivados los cuales tuvieron un efecto positivo de MUS\$984, por otro lado, la ganancia acumulada es superior producto del pago de dividendos compensado con el reconocimiento de la utilidad del período.

4. Análisis del estado de flujos de efectivo directo

Los principales aspectos del Estado de Flujo de Efectivo al 30 de septiembre de 2021 y 2020, en MUS\$ son:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-21	30-09-20
Flujos de efectivo neto procedentes de (utilizados en) actividades de operación	6.418	8.572
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(4.766)	(828)
Flujos de efectivo netos (utilizados en) procedentes de actividades de financiación	5.322	(6.103)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalente al efectivo antes del efecto de los cambios en tasa cambio	6.974	1.641
Efecto de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(169)	(49)
Saldo inicial de efectivo	2.796	4.352
SALDO FINAL DE EFECTIVO	9.601	5.944

Las principales transacciones de efectivo del ejercicio fueron:

Actividades de operación: En el resultado acumulado al tercer trimestre de 2021, se reporta un flujo de caja operacional de MUS\$6.418, esa cifra se compone principalmente de recaudación de clientes por MUS\$50.273 y salidas de flujo asociadas a pagos a proveedores principalmente por compras de petróleo diésel asociados por la mayor generación del periodo por MUS\$35.881, y otros entradas y salidas de efectivo por MUS\$5.401.

Actividades de inversión: Los flujos corresponden principalmente a compras netas de propiedades planta y equipos asociados fundamentalmente al proyecto de generación fotovoltaico Teno Solar.

Actividades de financiación: El cierre al 30.09.2021, presenta un flujo positivo de MUS\$5.322, explicado principalmente por obtención de créditos de capital de trabajo y financiamiento de largo plazo por un total de MUS\$18.562, fondos destinados a pagar compras de petróleo diésel y financiamiento de inversiones en proyecto Teno Solar. Lo anterior compensado con pagos de créditos por MUS\$10.239, pago de dividendos de MUS\$3.000, y otras salidas por MUS\$197.

5. Indicadores Financieros

	Unidad	30-09-21	31-12-20
LIQUIDEZ CORRIENTE Activos corrientes/Pasivo corrientes	veces	1,21	0,85
RAZÓN ÁCIDA (Activos corrientes - inventarios) /Pasivos corrientes	veces	1,01	0,73
RAZÓN DE ENDEUDAMIENTO (Préstamos de corto y largo plazo) /Patrimonio	veces	0,45	0,37
PROPORCIÓN DEUDA Préstamos corto plazo/Préstamos totales Préstamos largo plazo/Préstamos totales	veces veces	0,43 0,57	0,30 0,70
	Unidad	30-09-21	30-09-20
COBERTURA GASTOS FINANCIEROS (Resultado antes de impuesto y de gastos Financieros) /Gastos financieros	veces	8,72	3,88
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO Utilidad del ejercicio/Patrimonio neto menos utilidad (pérdida) del ejercicio	%	6,59	2,93
RENTABILIDAD ACTIVOS EBITDA/Total activo fijo neto EBITDA/Total activo fijo bruto	% %	12,37 7,26	7,54 4,53
UTILIDAD (PÉRDIDA) POR ACCIÓN Utilidad (Pérdida) ejercicio/Número acciones emitidas y pagadas	US\$ / acción	0,1147	0,0504

6. Análisis diferencias entre valores libros y valores de mercado de los principales activos

La Sociedad estima que no existen diferencias significativas entre el valor libro de sus activos y el valor de mercado, en consideración a que: i) las cuatro plantas de generación eléctrica que posee la Sociedad iniciaron su construcción a fines del año 2008 y se terminaron de construir durante el año 2009, ii) la mayoría de los activos fueron adquiridos en US\$ y se registran en US\$ iii) los costos de adquisición y ejecución de los proyectos fueron a valores de mercado.

7. Análisis de tendencias del mercado eléctrico

La generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional creció en los últimos 12 meses un 4,33% superior a la tasa media de los últimos 20 años. Para los próximos 10 años se espera una tasa media anual de 2,56%.

8. Análisis de riesgo de mercado**8.1 Descripción del negocio y riesgos asociados**

La Sociedad, a través de su filial Enlase Generación Chile S.A., vende potencia y energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el mercado spot, mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo.

Con las ventas de potencia se financian todos los gastos fijos y financieros de la Sociedad. Las ventas de energía cubren sus costos variables respectivos y generan excedentes adicionales.

La venta de potencia (capacidad instalada) es pagada mensualmente por generadores del SEN independiente de los despachos de la central. El precio que se paga es fijado por la autoridad reguladora (Precio de Nudo de Potencia) cada seis meses (abril y octubre).

Las centrales de la filial generan energía cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable de generación de sus centrales; este costo de generación de sus plantas es superior al costo medio del sistema en circunstancias normales de abastecimiento eléctrico.

Las centrales generan y venden energía con mayor probabilidad cuando:

- (i) hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por: (x) fallas o mantenimientos de centrales, (y) por déficit de generación hidroeléctrica, o (z) por falta de inversión en nuevas centrales;
- (ii) hay restricciones en los sistemas de transmisión;
- (iii) en horas de demanda máxima;
- (iv) hay aumentos inesperados en la demanda; o
- (v) en horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema; este se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo, en esa hora. Las centrales son despachadas sólo cuando el costo marginal del sistema es igual o superior a sus costos variables. Los pagos son efectuados mensualmente por los generadores deficitarios respecto de sus contratos, en las horas que generó.

La Sociedad no tiene contratos de venta de energía y potencia con empresas generadoras u otros clientes, por lo tanto, no se tienen clientes fijos predeterminados. Mensualmente el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), determina a que empresas se debe facturar la potencia y energía que se genere, en función de los déficits que tengan las empresas generadoras en relación a su disponibilidad.

El principal insumo de la Sociedad para generar energía es el petróleo, los principales proveedores son: Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A., Empresa Nacional de Energía ENEX S.A. y Esmax Ltda.

Como parte del desarrollo de la filial, a principios del año 2021 se comenzó la construcción del primer parque fotovoltaico ubicado en la Región del Maule, comuna de Teno. Se proyecta su puesta en operación comercial el primer trimestre de 2022, el que venderá toda su generación bajo el régimen de precio estabilizado.

8.2 Riesgo regulatorio

El principal riesgo al que se ve enfrentada la Sociedad es a los cambios en las normas regulatorias que afecten la determinación de los precios. El marco regulatorio actual fue fijado en el año 1982, a la fecha se han realizado algunos cambios que lo han perfeccionado, permitiéndole una continuidad que le ha dado gran estabilidad. El sistema regulatorio busca mantener en el tiempo una capacidad instalada de generación que permita abastecer en todo instante la demanda, y con una capacidad de reserva tal que permita hacer frente a diversas condiciones de abastecimiento.

Respecto al riesgo de precio de la potencia, este es fijado por la autoridad reguladora considerando un estudio que la CNE efectúa cada 4 años en el que se determina precio, fórmula de indexación y aspectos técnicos de aplicación. Al amparo de este estudio la CNE fija cada 6 meses el precio nudo de la potencia (al término del mes de abril y octubre de cada año), considerando las variables asociadas a la fórmula de indexación y a los parámetros técnicos definidos en el estudio que al efecto esté vigente. A septiembre rige el estudio de la CNE de septiembre 2016.

Para el próximo Informe Técnico de Precio de Nudo de octubre 2021, entrará en vigencia los antecedentes del Informe Técnico de Costos de la Unidad de Punta 2021.

El precio de la potencia debe reflejar los costos de inversión de una central que sólo genera en horas de punta, con características similares a las que posee la Sociedad.

Respecto al riesgo de precio de las ventas de energía, este no existe, dado que las ventas son todas a precios spot. Para el primer trimestre del año 2022 se proyecta la entrada en operación de la central Teno Solar, la que operará bajo la modalidad de precio estabilizado

8.3 Riesgo demanda eléctrica y capacidad instalada

Un crecimiento en la potencia instalada mayor al crecimiento de la demanda eléctrica, pueden afectar sus ingresos de potencia y disminuir su probabilidad de generación. El crecimiento promedio en el SEN los últimos 20 años fue de 3,77 %, y para los 10 años futuros se espera que estos sean cercanos al 2,56%.

La instalación de nuevas centrales, con costos variables de generación más bajos, puede disminuir su probabilidad de despacho y disminuir sus ingresos de energía.

8.4 Riesgo asociado a sus flujos operacionales

Los flujos principales de la Sociedad son sus ingresos de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el Sistema Eléctrico Nacional y tienen un horizonte de recuero inferior a 30 días desde cada facturación.

La Sociedad con su generación de efectivo, tiene suficiente liquidez para el pago de sus compromisos financieros y a sus proveedores. Adicionalmente, a la fecha, la Sociedad cuenta con líneas comprometidas bancarias disponibles por US\$10 millones al 2024.

8.5 Riesgo combustible

El combustible utilizado por las centrales constituye el principal costo operacional variable, las centrales son despachadas a generar energía por el Coordinador Eléctrico Nacional, cuando el costo marginal del sistema es igual o superior al costo variable declarado por las centrales de su propiedad; ese costo declarado incluye los costos de petróleo, y este precio es declarado semanalmente, o con mayor frecuencia, en función de la variación del precio del petróleo, dada la modalidad de despacho el precio no constituye riesgo .

Respecto al abastecimiento del petróleo, la Sociedad cuenta con acuerdos de suministro con las principales empresas distribuidoras (COPEC, ENEX, ESMAX) para el combustible, de requerirse sea entregado en cada una de sus centrales generadoras.

8.6 Riesgo cambiario y de tasa de interés

La sociedad lleva su contabilidad en dólares, pues su moneda funcional es el dólar estadounidense. En este sentido:

- (i) Los ingresos de la Sociedad están en dólares: los precios de la potencia se fijan cada seis meses o antes si hay variaciones en sus indexadores y los precios de la energía se fijan cada hora en dólares.
- (ii) Los principales costos variables (petróleo diésel para generar) están indexados al dólar.
- (iii) Sus activos fijos fueron adquiridos en dólares, y la deuda de largo plazo está registrada en US\$.
- (iv) La deuda de largo plazo está registrada en dólares. La deuda vigente en virtud del Bono Serie B, colocado el 2013 con cargo a la Línea fue tomada en Unidades de Fomento y tiene mecanismos de cobertura que la redenomina en dólares.

Por tanto, los riesgos de tasa de cambio corresponden a los descalces contables que existen entre los activos y pasivos del estado de situación financiera cuya moneda es distinta a la moneda funcional.

Respecto al riesgo de tasa de interés al 30.09.21 de la deuda total, el 65,96% está con tasa fija y los créditos de capital de trabajo con tasa variable.

8.7 Riesgo de crédito

Los flujos principales de la Sociedad, son sus ingresos por ventas de potencia y energía a empresas generadoras en operación en el SEN y tienen un horizonte de recupero inferior a 30 días. La Compañía evalúa periódicamente la calidad de los deudores comerciales y registra provisión para deudores incobrables en aquellos casos que exista evidencia objetiva de deterioro.

8.8 Riesgo de liquidez

La Compañía, con su generación de efectivo, tiene liquidez para el pago de sus compromisos financieros y proveedores. Además, mantiene líneas de crédito vigentes de capital de trabajo con bancos a objeto de ser utilizadas.

8.9 Riesgos asociados al cambio climático

En relación a los riesgos asociados al cambio climático, se puede decir:

a.- cambios graduales en el clima: las centrales de la Sociedad, al ser principalmente motores de combustión interna, no usan agua para sus procesos productivos con excepción de procesos de mantenimiento y refrigeración donde se usa agua en mínimas cantidades, por lo que, ante eventos de escasez de agua en los alrededores, las centrales de la Sociedad no deberían verse mayormente afectadas.

b.- fenómenos climáticos extremos: la generación de la Sociedad es en base a hidrocarburos, por lo que su producción no está expuesta al clima. Sin embargo, su capacidad de generación se ve afectada ante altas temperaturas, las que ocurren principalmente en el verano, lo que se ha mitigado con equipos de refrigeración en las oportunidades que lo anterior ha coincidido con el relativo bajo despacho que tienen las centrales de la Sociedad.

c.- cambios regulatorios: aumentos en las exigencias regulatorias de emisiones de las plantas de la Sociedad deberían ser mitigables con aumento de las inversiones asociadas a abatimiento de las mismas, sin embargo, al cumplir las plantas de generación de la Sociedad una función principalmente de respaldo, su generación es relativamente baja y por ende sus emisiones.

d.- cambios tecnológicos: la penetración de energías renovables variables ha significado que el Sistema Eléctrico Nacional requiera de tecnologías que las complementen, principalmente en las rampas de la mañana y tarde. Debido a lo anterior, aunque la generación de las plantas de la Sociedad en términos relativos disminuirá, se seguirá necesitando. Al mismo tiempo durante el año, la Sociedad filial Enlasa Generación Chile S.A. ha iniciado la construcción de su primer parque fotovoltaico, así como formalizar a través de un joint venture (Highview Enlasa) la exploración de alternativas de proyectos de almacenamiento. La última, tecnología esencial para seguir complementando la penetración de energías renovables.