



**norteENERGIA**  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

# Divulgação dos Resultados

2º trimestre de 2021

## Destaques do 2º Trimestre de 2021

Brasília, 20 de Julho de 2021.

- **A Receita Operacional Líquida apresentou aumento (11%)** na comparação dos trimestres, reflexo do resultado positivo apurado no MCP, no aumento das vendas de contratos de ACL e do reajuste dos contratos de ACR e APE;
- **O EBITDA atingiu R\$653,7 milhões, aumento de 5% (2T21 vs 2T20)** em razão principalmente da variação observada na Receita Operacional Líquida apurada no período;
- **O Resultado Líquido foi um prejuízo de R\$224,2 milhões no 2º trimestre (7% vs 2T20)**, o prejuízo menor no 2T21 em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior foi influenciado pelo aumento na Receita Operacional Líquida, apesar do aumento na depreciação e na despesa financeira, além da retomada na utilização de serviço de terceiros.
- **Os investimentos totalizaram R\$87 milhões no 2T21**, redução de 26% em relação ao 2T20, resultado da conclusão da construção da usina e dos gastos residuais relacionados.
- **A dívida líquida fechou o 2T21 em R\$27,8 bilhões, 0,2% acima do 2T20**, devido ao aumento do saldo devedor ocasionados pela emissão das debêntures e *standstill*, tal efeito foi compensado pelo aumento no saldo de caixa nos períodos em comparação (R\$ 498,4 milhões no 2T20 vs R\$868,1 milhões em 2T21) devido ao *standstill*, liquidação das Notas Promissórias e a queda na TJLP.
- **O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD<sup>1</sup> medido em junho de 2021 foi de 1,7x**, melhora de 30% versus junho de 2020, em decorrência da suspensão das parcelas da dívida em 2020.

Principais Indicadores	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Indicadores Financeiros</b>						
Receita operacional líquida	1.128.869	1.015.603	11%	2.330.918	2.148.152	9%
EBITDA	653.725	620.864	5%	1.421.063	1.305.333	9%
Margem de EBITDA	57,9%	61,1%	-3,2p.p	61,0%	60,8%	0,2p.p
Resultado líquido	(224.245)	(241.230)	-7%	(352.486)	(333.742)	6%
Investimento	86.954	117.614	-26%	167.276	275.159	-39%
Dívida Líquida	27.775.623	27.715.158	0,2%	27.775.623	27.715.158	0,2%
ICSD*	1,7	1,3	30%	1,7	1,3	30%
IC	29,44%	30,56%	-1,1p.p	29,44%	30,56%	-1,1p.p
<b>Indicadores Operacionais</b>						
Fator de Disponibilidade - Belo Monte	1,03	1,02	1p.p	1,03	1,02	1p.p
Fator de Disponibilidade - Pimental	1,06	1,07	-1p.p	1,06	1,07	-1p.p
Empregados	336	357	-6%	336	357	-6%

Site: [www.norteenergiasa.com.br](http://www.norteenergiasa.com.br)

Equipe de RI: tel: (61) 3410-2042/(61) 3410-2160/(61) 3410-2228

Adriano Gonçalves - [adrianogoncalves@norteenergiasa.com.br](mailto:adrianogoncalves@norteenergiasa.com.br)Cleiton Júnior - [cleitonjunior@norteenergiasa.com.br](mailto:cleitonjunior@norteenergiasa.com.br)

<sup>1</sup> O ICSD representa a razão entre [(EBITDA, deduzido do IR e CSLL) / (Pagamento de Principal + Juros)] para os últimos 12 meses.

## Tópicos

Destaques do 2º Trimestre de 2021 .....	2
Resumo do Empreendimento .....	4
Concessionário .....	4
Dados Gerais .....	4
Sítio Belo Monte .....	4
Sítio Pimental .....	4
Resumo Cronológico dos Principais Eventos .....	5
Estrutura Empresarial .....	6
Demonstração do Resultado .....	7
Receita .....	8
Custo de Venda .....	9
Custos de Operação .....	9
Despesas Administrativas .....	10
EBITDA Acumulado .....	11
Resultado Financeiro .....	12
Investimentos .....	13
Endividamento .....	14
Estrutura do Financiamento .....	14
Saldo Devedor .....	14
Cronograma de Serviço da Dívida .....	15
Operação .....	16
Índice de Disponibilidade (ID) .....	16
Socioambiental .....	17
Anexo I - Balanço Patrimonial .....	20
Anexo II - Glossário .....	21

# Resumo do Empreendimento

## Concessionário

NORTE ENERGIA S.A.  
Contrato de Concessão 001/2010  
MME - UHE Belo Monte  
Prazo da Concessão: 35 anos  
Data Início da Concessão:  
26/08/2010  
Data do Fim da Concessão:  
25/08/2045

## Dados Gerais

Proprietária: Norte Energia S.A.  
Potência Instalada: 11.233,1 MW  
Rio: Xingu  
Sub-Bacia: Rio Xingu  
Bacia: Rio Amazonas  
Áreas Inundadas:  
Área do reservatório (NA máx normal): 478 km<sup>2</sup>  
Perímetro do reservatório: 687 km  
Volumes no NA Máx:  
Reservatório Principal: 2.271 x 106 m<sup>3</sup>  
Reservatório Intermediário: 2.237 x 106 m<sup>3</sup>  
NA de Montante (Res. Principal/Res. Intermediário)  
Mínimo Normal: 96,70m / 94,77m  
Máximo Normal: 97,00m / 97,00m  
Máximo Maximorum: 97,50m / 97,50m  
Garantia Física:  
UHE Belo Monte: 4.418,9 MW  
UHE Pimental: 152,1 MW  
Total: 4.571,0 MW  
Marcos Principais Relevantes  
Obtenção da LI: 31/03/2011  
Início das Obras Cíveis Estruturais:  
31/05/2011

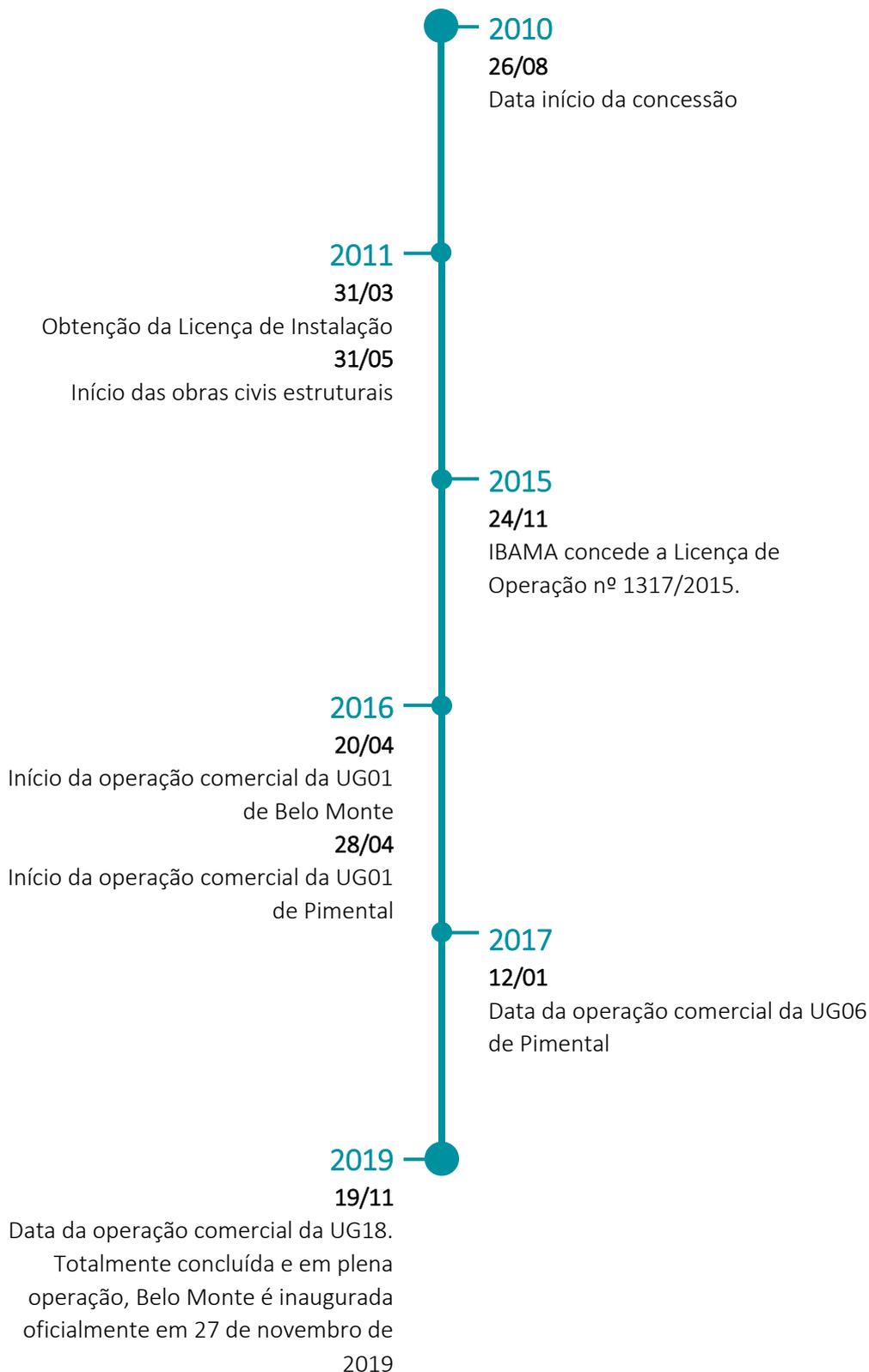
## Sítio Belo Monte

Casa de Força Principal  
Tipo: Abrigada  
Nº de Unidades Geradoras: 18 unidades  
Tomada d'Água Principal  
Tipo: Gravidade  
Comprimento total: 627,0 m  
Nº de vãos: 36 vãos  
Comportas  
Tipo: Vagão  
Acionamento: Hidráulico  
Turbinas da Casa de Força Principal  
Tipo: Francis  
Potência Unit.: 611,1 MW  
Queda de referência: 87m  
Vazão Unitária Nominal: 775 m<sup>3</sup>/s

## Sítio Pimental

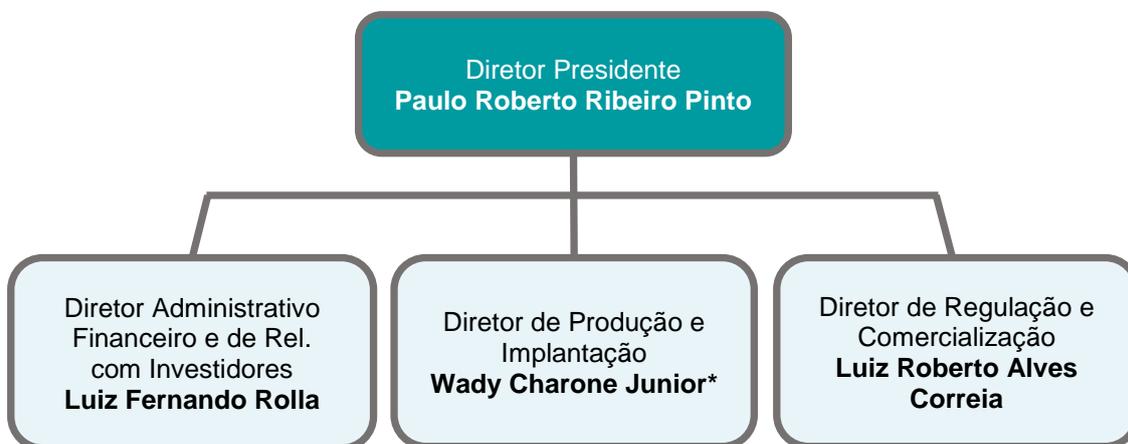
Casa de Força Principal  
Tipo: Abrigada  
Nº de Unidades Geradoras: 6 unidades  
Tomada d'Água Complementar  
Tipo: Incorporada  
Comprimento total: 114,3 m  
Nº de vãos: 12 vãos  
Comportas  
Tipo: Ensecadeira  
Acionamento: Pórtico  
Turbinas da Casa de Força Complementar  
Tipo: Bulbo  
Potência Unit. Nominal: 38,85 MW  
Rotação Síncrona: 100 rpm  
Queda de Referência: 11,4 m  
Vazão Unit. Nominal: 380 m<sup>3</sup>/s  
Rendimento Ponderado: 97,90%  
Peso Total por Unidade: 2.700 kN

## Resumo Cronológico dos Principais Eventos



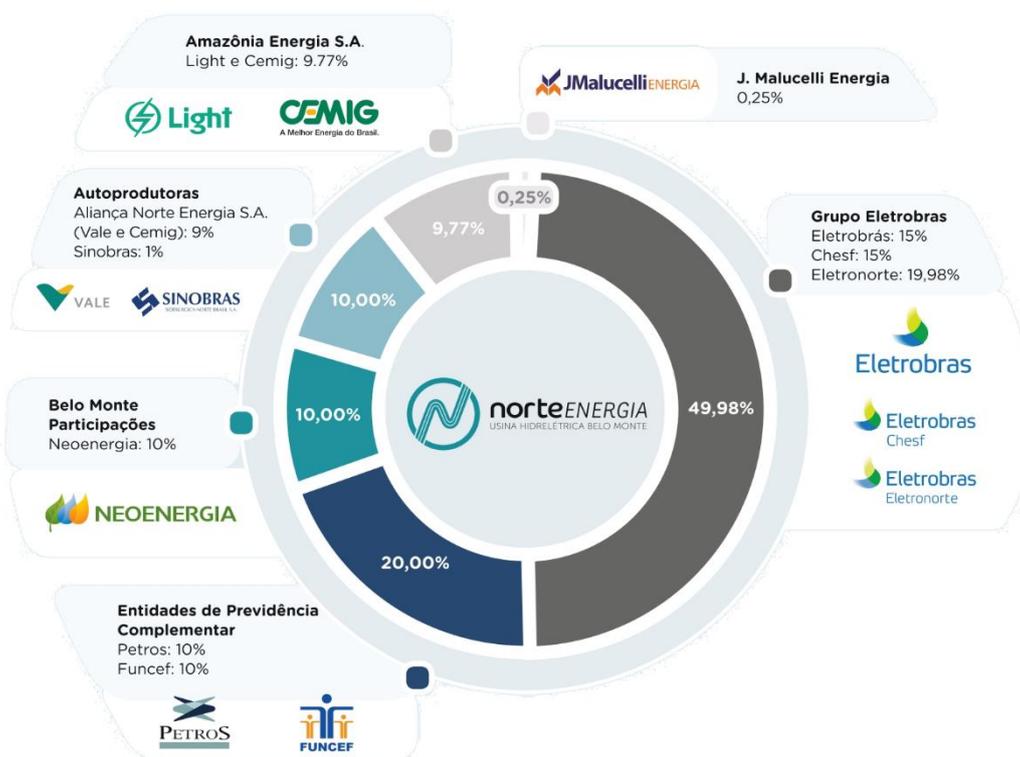
# Estrutura Empresarial

## Diretoria



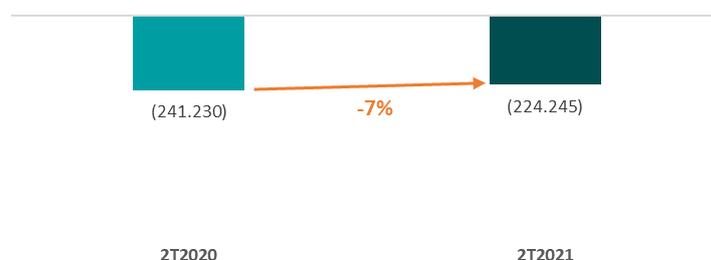
\* A nomeação do Diretor de Produção e Implantação ocorreu em 6 de janeiro de 2021.

## Composição Acionária



# Demonstração do Resultado

DRE				R\$ Mil		
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.128.869</b>	<b>1.015.603</b>	<b>11%</b>	<b>2.330.918</b>	<b>2.148.152</b>	<b>9%</b>
<b>Custos da venda de energia</b>	<b>(330.415)</b>	<b>(273.381)</b>	<b>21%</b>	<b>(607.596)</b>	<b>(578.660)</b>	<b>5%</b>
Energia comprada para revenda	(40.726)	0		(31.449)	(27.224)	16%
Encargos de transmissão	(265.059)	(253.861)	4%	(525.937)	(506.974)	4%
Serviços de operação e manutenção	(24.630)	(19.520)	26%	(50.210)	(44.462)	13%
<b>Custos de operação</b>	<b>(549.863)</b>	<b>(537.149)</b>	<b>2%</b>	<b>(1.101.571)</b>	<b>(1.066.283)</b>	<b>3%</b>
Pessoal, adm. e serviços de terceiros	(19.895)	(12.462)	60%	(41.630)	(26.492)	57%
Depreciação e amortização	(426.692)	(422.269)	1%	(852.701)	(833.884)	2%
Outros	(103.276)	(102.418)	1%	(207.240)	(205.907)	1%
<b>Lucro bruto</b>	<b>248.591</b>	<b>205.073</b>	<b>21%</b>	<b>621.751</b>	<b>503.209</b>	<b>24%</b>
<b>Despesas operacionais</b>	<b>(22.485)</b>	<b>(7.645)</b>	<b>194%</b>	<b>(55.256)</b>	<b>(34.185)</b>	<b>62%</b>
Administrativas	(21.558)	(6.478)	233%	(53.389)	(31.760)	68%
Depreciação e amortização	(927)	(1.167)	-21%	(1.867)	(2.425)	-23%
Outros	0	0		0	0	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>226.106</b>	<b>197.428</b>	<b>15%</b>	<b>566.495</b>	<b>469.024</b>	<b>21%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>653.725</b>	<b>620.864</b>	<b>5%</b>	<b>1.421.063</b>	<b>1.305.333</b>	<b>9%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(489.749)</b>	<b>(481.883)</b>	<b>2%</b>	<b>(981.242)</b>	<b>(863.066)</b>	<b>14%</b>
Receitas financeiras	15.286	4.125	271%	23.464	124.330	-81%
Despesas financeiras	(505.035)	(486.008)	4%	(1.004.706)	(987.396)	2%
<b>Lucro antes do IR e CSLL</b>	<b>(263.643)</b>	<b>(284.455)</b>	<b>-7%</b>	<b>(414.747)</b>	<b>(394.042)</b>	<b>5%</b>
IR e CSLL correntes	0	0		0	0	
IR e CSLL diferidos	39.398	43.225	-9%	62.261	60.300	3%
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>(224.245)</b>	<b>(241.230)</b>	<b>-7%</b>	<b>(352.486)</b>	<b>(333.742)</b>	<b>6%</b>



# Receita

Receita Bruta	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Receita Bruta</b>	<b>1.351.532</b>	<b>1.224.333</b>	<b>10%</b>	<b>2.770.311</b>	<b>2.584.194</b>	<b>7%</b>
ACR	933.779	894.902	4%	1.911.769	1.845.761	4%
APE	186.719	200.708	-7%	367.926	375.525	-2%
ACL	162.225	79.914	103%	333.966	301.319	11%
MCP	68.810	48.809	41%	156.650	61.588	154%
Deduções da Receita	(222.663)	(208.730)	7%	(439.393)	(436.042)	1%
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.128.869</b>	<b>1.015.603</b>	<b>11%</b>	<b>2.330.918</b>	<b>2.148.152</b>	<b>9%</b>

A Norte Energia tem 4.571MWh de Garantia Física, onde 70% dela (3.199,7 MWh) foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) protegidos do risco hidrológico pelo seguro SPR100, e os 30% restantes no Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo 10% com Autoprodutores (APE), contratados até 2045.

A Receita Bruta do 2T21 apresentou uma melhora de 10% (R\$ 127,2 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, puxada principalmente pela variação no ACL, que apresentou aumento de 103% (R\$82,3 milhões) e pelo aumento no ACR, com aumento de 4% (R\$38,9 milhões) comparado ao trimestre do ano anterior.

O PLD médio no 2º trimestre de 2021 foi maior do que o mesmo período de 2020, em conjunto com o maior volume de energia liquidado no MCP (Mercado de Curto Prazo), fez com que o faturamento superasse R\$ 102,3 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$82,3 milhões de ACL e R\$20 milhões liquidados no MCP da CCEE). Isolando os contratos de ACL, a receita apresentou variação de 103% justificada pela valorização do preço de energia comercializada em contratos no ambiente livre no 2T21 em comparação com o 2T20.

Os preços maiores no 2º trimestre de 2021 em relação ao mesmo período de 2020, refletem a recuperação do consumo frente ao auge do período de pandemia causada pela COVID-19 durante os meses de abril a junho de 2020 e também os reflexos da crise hídrica já verificados nesses meses do ano de 2021.

Em relação ao ACR, a variação de 4% está ligada ao reajuste pelo IPCA do preço desses contratos e da diferença da sazonalização. Em relação ao APE, apesar do reajuste de IPCA dos contratos que aumentou o faturamento das vendas quando comparado a 2020, a variação negativa de 7% ocorreu excepcionalmente pelo faturamento complementar para ajuste de ICMS ocorrido em 2020 no montante de R\$69,2 milhões.

## Custo de Venda

Custos de Venda	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Custos de Venda</b>	<b>(330.415)</b>	<b>(273.381)</b>	21%	<b>(607.596)</b>	<b>(578.660)</b>	5%
Custo de compra de energia	(40.726)	-		(31.449)	(27.224)	16%
Encargos de transmissão	(265.059)	(253.861)	4%	(525.937)	(506.974)	4%
Serviços de O&M	(24.630)	(19.520)	26%	(50.210)	(44.462)	13%

Com relação ao custo de energia o saldo negativo no 2T21 se deve ao reconhecimento de resultados negativos no MCP da CCEE no mês de junho no montante de R\$29 milhões e R\$11,7 milhões de compra de energia bilateral.

O aumento dos Encargos de Transmissão de R\$253 milhões no 2T20 para R\$265 milhões em 2T21 é reflexo do reajuste de tarifa, mesmo motivo que impactou a despesa de O&M no período.

## Custos de Operação

Custos de Operação	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Custos de operação</b>	<b>(549.863)</b>	<b>(537.149)</b>	2%	<b>(1.101.571)</b>	<b>(1.066.283)</b>	3%
Pessoal	(7.281)	(1.559)	367%	(16.606)	(3.123)	432%
Serviços de terceiros	(12.614)	(10.903)	16%	(25.024)	(23.369)	7%
Depreciação e amortização	(426.692)	(422.269)	1%	(852.701)	(833.884)	2%
Seguros	(99.999)	(97.774)	2%	(199.782)	(197.427)	1%
Penalidades contratuais e regulatórias	-	-	-	-	-	-
Provisão	40	350	-89%	281	1.056	-73%
Outros	(3.317)	(4.994)	-34%	(7.739)	(9.536)	-19%

A principal variação no custo com Pessoal foi ocasionada pela entrada em operação das últimas unidades geradoras ao fim de 2019, com esse fato os custos de pessoal, relacionados à implantação dessas máquinas e equipamentos, deixaram gradualmente de ser capitalizados ao ativo imobilizado a partir de 2020 e passaram a ser contabilizados como custo da operação na DRE.

Em relação ao aumento da Depreciação e Amortização, de R\$422,3 milhões em 2T20 para R\$426,7 milhões no 2T21, o motivo é decorrente da capitalização de custos remanescentes da finalização da obra do sítio de Belo Monte que foram rateados e oferecidos à depreciação.

A variação na rubrica de Provisões foi devida a reversão da provisão de créditos de liquidação duvidosa no período, em razão da redução da inadimplência em 2021.

# Despesas Administrativas

Despesas Administrativas	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Despesas administrativas</b>	<b>(22.485)</b>	<b>(7.645)</b>	194%	<b>(55.256)</b>	<b>(34.185)</b>	62%
Pessoal	(10.910)	(12.868)	-15%	(23.827)	(25.349)	-6%
Materiais	(269)	(509)	-47%	(566)	(715)	-21%
Serviços de terceiros	(9.370)	(5.151)	82%	(17.561)	(13.459)	30%
Depreciação e amortização	(927)	(1.167)	-21%	(1.867)	(2.425)	-23%
Arrendamentos e aluguéis	(1.303)	(830)	57%	(3.007)	(1.875)	60%
Seguros	(305)	(144)	112%	(599)	(532)	13%
Passagens	(294)	(233)	26%	(550)	(738)	-25%
Internet	(419)	(323)	30%	(831)	(867)	-4%
Provisão	(4.287)	(653)	557%	(6.238)	(1.261)	395%
Legais e judiciais	4.329	0		(699)	0	
Outros	1.270	14.233	-91%	489	13.036	-96%

A redução de 47% na despesa com materiais é reflexo do investimento da empresa no ano de 2020 em medidas de saúde para combater a COVID-19 no auge da pandemia.

A redução de 23% no acumulado de 2021 na rubrica de Depreciação e Amortização ocorreu pelo encerramento da depreciação de máquinas e equipamentos e de alguns contratos de arrendamento vinculados ao CPC 06, bem como se encerrou a amortização de softwares diversos utilizados nas atividades administrativas da companhia. Por outro lado, ocorreu uma variação de 57% na linha de Arrendamentos e Aluguéis uma vez que os novos contratos de arrendamento contratados no período não se enquadram no escopo do CPC 06.

Com a gradual retomada das atividades em 2021, a Companhia apresentou aumento de 26% nas despesas com Passagens na comparação com o mesmo trimestre de 2020. No comparativo acumulado 2021 vs 2020 esse grupo ainda apresenta uma redução de 25% devido aos primeiros meses de 2020, momento anterior à pandemia em que a empresa ainda estava em plena atividade.

A variação de 557% verificada na rubrica de Provisão em 2021 se deve a atualização de valores prováveis de litígios cíveis e trabalhistas reconhecidos, principalmente em questões cíveis dos quais foram atualizados em R\$ 3,6 milhões no trimestre. Além disso, foi registrada uma reclassificação para CAPEX de contingências encerradas relacionadas a processos diversos no montante de R\$ 4,3 milhões na rubrica de Legais e Judiciais.

Em Serviço de Terceiros, as principais variações no acumulado anual estão relacionadas ao aumento nos custos de serviço de vigilância e segurança da usina (R\$ 2,5 milhões), honorário advocatícios (R\$ 958 mil) e serviços médicos (R\$ 1,6 milhão). Por outro lado, ocorreu também a redução nos custos de apoio administrativo (R\$ 495 mil), serviços de manutenção dos sistemas de segurança (R\$ 334 mil) e serviços prestados por pessoa jurídica (R\$ 379 mil). Esses fatores respondem por 93% na variação de R\$ 4.101 mil da rubrica.

O grupo Outros foi influenciado pelo reconhecimento contábil do realinhamento contratual pela sazonalização da Vale no montante de R\$ 18,5 milhões em abril de 2020.

## EBITDA Acumulado



A variação positiva de 9% no EBITDA (R\$1.305,3 milhões para R\$1.421 milhões) ocorreu principalmente em função dos seguintes fatores:

- Melhora na Receita Líquida causada:
  - Pelo reajuste dos contratos de longo prazo que representam 80% da garantia física (GF);
  - Pelo aumento do faturamento do MCP no qual o montante liquidado a PLD fez com que o faturamento melhorasse R\$ 95 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior e aumento de R\$32,4 milhões nas vendas de ACL.
- Por outro lado, ocorreu:
  - Aumento no Custo de Energia Vendida, na rubrica de Compra de Energia, causada pela maior exposição de energia com os contratos assumidos no ACL no segundo trimestre e a necessidade de compra para cobrir a garantia física no comparado com o 2T20. Efeito que refletiu no resultado positivo no ACL reconhecido na Receita Líquida do 2T21;
  - Aumento no Custo da Operação ocasionados pelo reconhecimento em resultado de gastos de pessoal que antes eram capitalizados ao ativo imobilizado o que foi encerrado devido ao fim da obra.
  - Aumento de Despesas Administrativas devido ao registro de perdas relacionadas a contingências (R\$ 4,9 milhões) e no aumento de serviço de terceiros (R\$5,7 milhões).

Custos e Despesas	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>PMSO</b>	<b>(49.059)</b>	<b>(21.751)</b>	<b>126%</b>	<b>(101.778)</b>	<b>(62.515)</b>	<b>63%</b>
Pessoal	(18.191)	(14.427)	26%	(40.433)	(28.472)	42%
Materiais	(269)	(509)	-47%	(566)	(715)	-21%
Serviços de terceiros	(21.984)	(16.054)	37%	(42.585)	(36.828)	16%
Outros	(8.615)	9.239	-193%	(18.194)	3.500	-620%
<b>Não Gerenciáveis</b>	<b>(858.033)</b>	<b>(794.591)</b>	<b>8%</b>	<b>(1.661.946)</b>	<b>(1.612.396)</b>	<b>3%</b>

Fazendo a segregação dos Custos e Despesas Gerenciáveis e Não Gerenciáveis, observamos que o maior impacto está concentrado nas rubricas que a companhia tem pequena ou nenhuma gestão, como encargos regulatórios e depreciação, por exemplo. No PMSO, rubricas que estão sob total gestão da administração, a variação no ano foi de 126%, a maior variação se concentra em Pessoal (R\$11,9 milhões na comparação com 2020), isso é resultado do fim da capitalização desses custos ao imobilizado com o encerramento das obras da usina.

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Receitas financeiras</b>	<b>15.286</b>	<b>4.125</b>	<b>271%</b>	<b>23.464</b>	<b>124.330</b>	<b>-81%</b>
Juros sobre aplicações financeiras	10.834	4.914	120%	17.480	9.867	77%
Juros e variações monetárias	2.141	1.687	27%	3.486	75.095	-95%
Outras receitas financeiras	2.311	(2.476)	-193%	2.498	39.368	-94%
<b>Despesas financeiras</b>	<b>(505.035)</b>	<b>(486.008)</b>	<b>4%</b>	<b>(1.004.706)</b>	<b>(987.396)</b>	<b>2%</b>
Juros s/ empréstimos e financiamentos	(488.695)	(479.314)	2%	(974.517)	(970.323)	0%
Capitalização de empréstimo	-	-	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(16.340)	(6.694)	144%	(30.189)	(17.073)	77%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(489.749)</b>	<b>(481.883)</b>	<b>2%</b>	<b>(981.242)</b>	<b>(863.066)</b>	<b>14%</b>

Na receita financeira, a rubrica de Juros e Variação Monetárias apresentou variação negativa de 95% na comparação anual, a Companhia recebeu aproximadamente R\$ 70 milhões em juros de atualização monetária de aportes de capital no 1T20. A rubrica de Outras Receitas Financeiras foi impactada no montante de R\$43 milhões pela atualização da taxa de desconto para ajuste a valor presente do UBP – Uso do Bem Público.

No 2T21 a variação de 120% no grupo de Juros sobre Aplicações Financeiras em comparação ao 2T20 se deve principalmente ao saldo maior de Caixa e Equivalentes de Caixa no 2T21 em aplicações financeiras (R\$868 milhões no 2T21 vs R\$498 milhões no 2T20).

Na comparação do 2T20 no que se refere às despesas financeiras ocorreu o aumento do saldo da dívida causado por novas captações e suspensão das parcelas do BNDES. Apesar da redução da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) caiu de 4,94% a.a para 4,61% a.a reduzindo os juros do período. Em Outras Despesas Financeiras, a atualização monetária do saldo da UBP devido à variação do IPCA foi o principal fator responsável pela variação do grupo nos trimestres.

## Investimentos

INVESTIMENTOS	R\$ Mil					
	2T2021	2T2020	%	Acum 2021	Acum 2020	%
<b>Investimentos</b>	<b>86.954</b>	<b>117.614</b>	<b>-26%</b>	<b>167.276</b>	<b>275.159</b>	<b>-39%</b>
Obras Civas	6.136	40.732	-85%	8.498	101.250	-92%
Forn. e Montagem de Equipamentos	5.893	(557)	-1158%	6.933	3.615	92%
Socioambiental	59.433	50.605	17%	121.355	117.056	4%
Outros	15.492	26.834	-42%	30.490	53.238	-43%

A redução dos investimentos de R\$117,6 milhões para R\$86,9 milhões entre 2T20 e 2T21 é efeito do fim da implantação das unidades geradoras, ocorrida em novembro de 2019.

Ainda ocorrem investimentos residuais em Obras Civas e Montagem de Equipamentos ao longo de 2020 e 2021. Contudo, percebe-se uma redução significativa nessas linhas e a previsão é que esses investimentos se encerrem completamente em 2021 e mantendo só o que for referente ao cumprimento das condicionantes socioambientais, estimadas em dezembro de 2020 em R\$1.149 milhões, que será consumido até o final da concessão, conforme já provisionado nas Demonstrações Financeiras.

# Endividamento

## Estrutura do Financiamento

R\$Mil				
Dívida	Encargos	Liberado	Amortização	Vencimento
BNDES - Direto - FINEM	TJLP + 2,25%	8.615.078	Iniciada	jan-42
BNDES - Direto - PSI	5,50%	3.685.314	Iniciada	mar-41
BNDES - Indireta	TJLP + 2,65%	8.201.197	Iniciada	jan-42
CEF	TJLP + 2,65%	6.378.708	Iniciada	jan-42
BTG	TJLP + 2,65%	1.822.488	Iniciada	jan-42
Debêntures	IPCA + 7,25%	700.000	nov-24	mai-30
<b>TOTAL</b>		<b>21.201.589</b>		

O financiamento da construção da Usina Hidrelétrica Belo Monte, maior financiamento já concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, foi subdividido em duas linhas de crédito: FINEM e PSI. A parcela indireta do FINEM teve como bancos repassadores CAIXA ECONÔMICA FEDERAL e BTG PACTUAL.

Em junho/20 a Companhia emitiu sua 1ª série de debêntures no valor de R\$ 700 milhões para complementar o *fundings* para a conclusão da obra. A emissão foi classificada pela Fitch Ratings com AA (escala nacional), tem 10 anos de prazo, juros semestrais e carência de 4 anos para amortização de principal. Os títulos têm como garantia fiança bancária no montante da emissão até dezembro de 2021 e, após esse período, compartilhamento de garantias com o BNDES e repassadores (penhor de ações dos acionistas da Norte Energia e recebíveis).

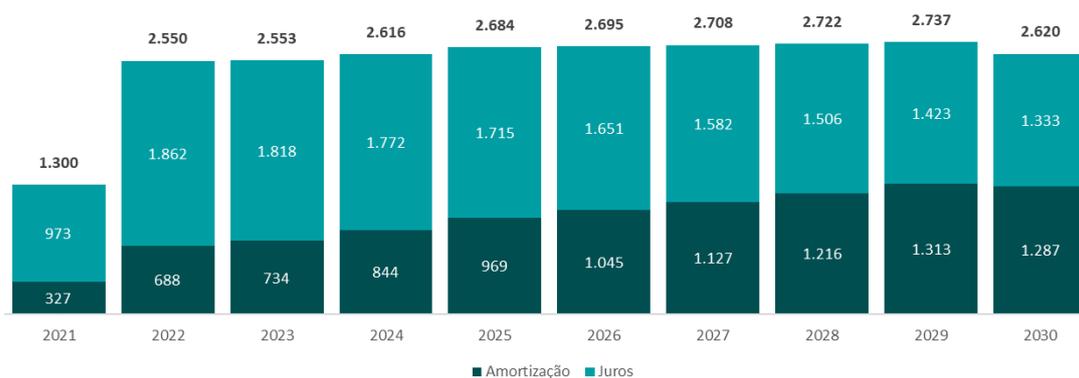
## Saldo Devedor

R\$Mil						
Dívida	Liberado	Despesa Financeira	Juros Pagos	Amortização	Custos de Emissão	Saldo Devedor
BNDES - Direto - FINEM	8.615.078	6.582.525	-2.420.936	-564.471		12.212.196
BNDES - Direto - PSI	3.685.314	1.551.243	-878.712	-397.600		3.960.245
BNDES - Indireta	8.201.197	6.525.595	-2.447.410	-513.062		11.766.321
CEF	6.378.708	5.075.463	-1.903.541	-399.048		9.151.582
BTG	1.822.488	1.450.133	-543.869	-114.014		2.614.738
Debêntures	700.000	112.888	-49.471	0	-58.477	704.939
<b>DÍVIDA BRUTA</b>	<b>21.201.589</b>	<b>14.772.251</b>	<b>-5.796.530</b>	<b>-1.475.133</b>		<b>28.643.700</b>
Caixa e Aplicações Fin.						868.077
<b>DÍVIDA LÍQUIDA</b>						<b>27.775.623</b>

Mesmo com a redução no custo médio da dívida em 2020, devido à queda da TJLP, a dívida bruta ainda cresceu, consequência da adesão ao programa de *standstill*, que suspendeu o pagamento do financiamento do BNDES por seis meses, e da emissão da 1ª série de debêntures no valor de R\$700 milhões.

A redução do saldo de caixa de R\$ 1.106 milhões no final de 2020 para R\$ 868 milhões em 2021 foi basicamente em função do encerramento do *standstill*, com a retomada do pagamento da dívida.

## Cronograma de Serviço da Dívida



Em novembro de 2020 encerrou o período de seis meses de suspensão dos pagamentos da parcela do BNDES-Direto e em dezembro das parcelas do BNDES-Indireto. A partir de janeiro de 2021 os pagamentos voltaram a ser integrais.

Em 2024 inicia-se o pagamento do principal das debêntures, encerrando os 4 anos de carência, continuando semestralmente até maio de 2030, quando é liquidada.

# Operação

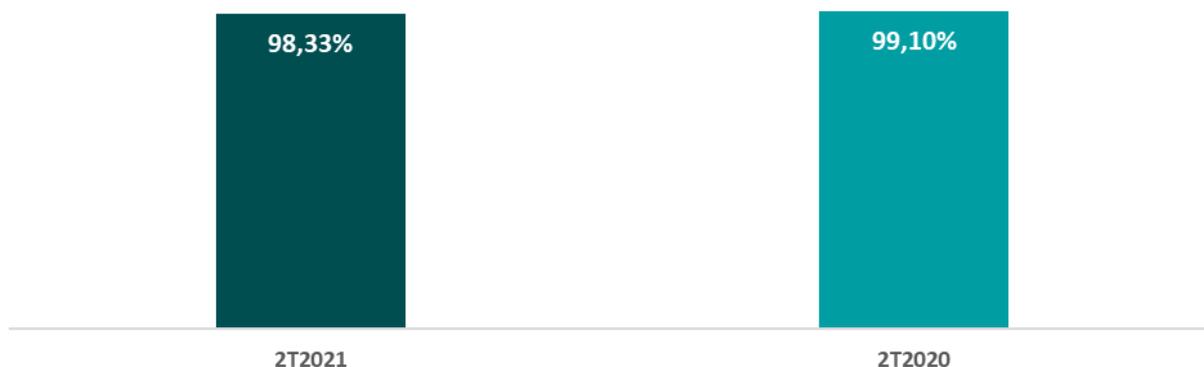
## Índice de Disponibilidade (ID)

Belo Monte (11.000 MW)



O índice de disponibilidade médio da UHE Belo Monte no 2T2021 foi impactado por breves desligamentos nas unidades geradoras BMUGH17 e BMUGH03.

Pimental (233,1 MW)



O índice de disponibilidade médio da UHE Pimental do 2T2021 foi impactado negativamente por desligamentos forçados gerados pela perda da linha de 230 kV que alimenta o serviço auxiliar da UHE Pimental.

## Socioambiental

Com relação às atividades socioambientais, a Norte Energia deu andamento aos compromissos previstos no licenciamento ambiental da Usina Hidrelétrica Belo Monte, bem como continuou contribuindo com o desenvolvimento sustentável e a qualidade de vida da região em que está inserida, a despeito das consequências da pandemia de Covid-19 que ainda interferem na rotina das empresas do Brasil e do Mundo.

Importante destacar que o andamento e a evolução de tais compromissos são reportados semestral e anualmente aos órgãos licenciadores e fiscalizadores das atividades socioambientais e indígenas.

Dando continuidade às ações para cumprimento dos compromissos firmados no Termo de Compromisso Ambiental (TCA) nº 3/2021-GABIN com o IBAMA, a Norte Energia continuou as rodadas de reuniões junto as prefeituras e comunidades, com alinhamentos referentes às ações que vêm sendo adotadas, bem como para conhecimento das empresas contratadas para execução de atividades previstas. As atividades vêm sendo executadas no âmbito dos projetos do Plano de Ação Xingu+, em diferentes frentes de trabalho.

Para o período, a Norte Energia, visando a saúde dos povos indígenas, teve participação na execução da “23ª Campanha Nacional de Vacinação Contra a Influenza e Mês de Vacinação dos Povos Indígenas – MVPI 2021”, promovida pela Sesai – Secretaria Especial de Saúde Indígena do Ministério da Saúde, juntamente ao DSEI - Distrito Sanitário Especial Indígena de Altamira.

Outro destaque do período foi a atuação da Companhia, dando continuidade ao acompanhamento dos casos de COVID 19 nas aldeias, no âmbito do Programa Integrado de Saúde Indígena (PISI), bem como ao apoio logístico para a Campanha Nacional de Imunização aos Indígenas aldeados do Médio Xingu, que se encontra em fase de segunda dose, e testagem da COVID 19 juntamente ao DSEI - Distrito Sanitário Especial Indígena de Altamira.

Em atenção à atualização dos protocolos sanitários de prevenções ao Coronavírus, emitidos pela SESAI, a empresa adotou o novo “teste imunocromatográfico para pesquisa de antígeno viral”, como exame complementar à detecção de Covid-19 para todos os colaboradores que desenvolveram atividades em terras indígenas. Destaca-se também o recebimento parcial de equipamentos que possibilitarão a expansão do projeto de Telemedicina para as 31 Unidades Básicas de Saúde Indígena (UBSI) e na CASAI/Altamira.

Também relacionado à atuação da Companhia junto às comunidades indígenas, ocorreu avanço das ações no âmbito do Projeto *#ConectaXingu*, com instalação de pontos de internet nas aldeias e comunidades indígenas localizadas no Trecho de Vazão Reduzida, Unidades Básicas de Saúde Indígena (UBSI) conforme compromisso do Plano Básico Ambiental – Componente Indígena, além das escolas indígenas construídas pela Norte Energia, incluídas por liberalidade no projeto. Durante o mês de junho, 53 pontos foram instalados e somados ao realizado desde maio de 2021, totalizam 72 das 78 instalações previstas.



Instalação de Internet na Rota Bacajá, TI Bacajá – Aldeia Kamar-tiko.

A parceria entre a empreendedora de Belo Monte e órgãos de saúde tem sido fundamental para que os indígenas do Médio Xingu tenham melhores condições de enfrentar esse momento e apresentem uma das menores taxas de contaminação por coronavírus dentre os povos indígenas do país.

Junto aos demais *stakeholders* locais, como pescadores e ribeirinhos, deu-se continuidade ao diálogo que marca a atuação da empresa, por meio da realização de seminários e reuniões remotas, que contou com a participação de representantes da Cooperativa de Pescadores de Belo Monte (COOPBPM), do Conselho Ribeirinho e de entidades que acompanham o processo de licenciamento ambiental do empreendimento.

Destaca-se para o período, a entrega do Centro Integrado de Pesca Artesanal (CIPAR) para a Cooperativa de Pescadores de Belo Monte (COOPBPM), bem como de mobiliário para o Centro. Além disso, foi prestado apoio para a contratação de equipe técnica para atuação no CIPAR.



**Figura 27** - Cerimônia de entrega do Centro Integrado de Pesca Artesanal (CIPAR) para a Cooperativa de Pescadores de Belo Monte (COOPBPM) – 11/05/2021

A Norte Energia assegurou ainda, a despeito das restrições impostas pela pandemia, a periodicidade do calendário dos monitoramentos de fauna, flora e qualidade da água, dentre outros aspectos dos meios físico, biótico socioeconômico, sem prejuízos ao acompanhamento realizado pela empresa desde a fase de implantação do empreendimento.

Os dados reunidos nesse trabalho continuado compõem hoje um dos maiores acervos de informações sobre a região e contribuem tanto para a ampliação do conhecimento científico sobre a Amazônia como para a proteção de espécies endêmicas.

Reforçando a importância da criação e manutenção de Unidades de Conservação, destacam-se as tratativas para efetivação da destinação dos recursos de compensação ambiental para as Unidades de Conservação (UCs) estaduais, bem como proposta, ao Ideflor-bio, formalizando itens para execução direta no âmbito do Termo de Compromisso de Compensação Ambiental (TCCA), a ser celebrado com o Instituto, para criação de Unidade de Conservação.



Avistamento de grupo de *Alouatta belzebul* (guraíba-de-mãos-ruivas) na área 10.



Avistamento de *Bradypus variegatus* com filhote (preguiça-comum) na área 11.

Destaca-se para o período, a realização, durante os dias 31 de maio e 1 e 2 de junho, do 4º Seminário Técnico Anual da UHE Belo Monte, em atendimento à Condicionante 2.4 da Licença de Operação nº 1317/2015, fiscalizada pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). O Seminário ocorreu por meio de vídeo conferência, com participação das equipes técnicas da Superintendência Socioambiental e equipe técnica do IBAMA. O seminário contemplou as ações executadas nos anos de 2019, 2020 e 2021 no âmbito dos Programas e Projetos.

Para o período, outra atividade de destaque foi a elaboração e revisão dos relatórios para composição do 20º Relatório Consolidado de Andamento do Projeto Básico Ambiental (PBA), a ser protocolado junto ao IBAMA em julho de 2021.

O 20º Relatório Consolidado é de grande importância para a empresa e a UHE Belo Monte, devido se tratar do documento que solicitará a Renovação da Licença de Operação nº 1.317/2015.

# Anexo I - Balanço Patrimonial

BP	R\$ Mil		
	30/06/2021	31/12/2020	%
<b>Ativo</b>	<b>43.566.694</b>	<b>44.488.768</b>	<b>-2%</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.671.917</b>	<b>1.796.877</b>	<b>-7%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	868.077	1.106.159	-22%
Contas a receber de clientes	679.466	515.323	32%
Tributos a recuperar	67.278	101.432	-34%
Despesas antecipadas	22.968	47.538	-52%
Outros créditos	34.128	26.425	29%
<b>Não circulante</b>	<b>41.894.777</b>	<b>42.691.891</b>	<b>-2%</b>
Despesas antecipadas	1.271	-	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	116.803	54.541	114%
Depósitos judiciais e cauções	1.408	1.705	-17%
Tributos a recuperar	488.367	544.715	-10%
Direito de uso	3.234	-	
Outros créditos	1.557	6.992	-78%
Imobilizado	40.877.811	41.672.947	-2%
Intangível	404.326	410.991	-2%
<b>Passivo</b>	<b>43.566.694</b>	<b>44.488.768</b>	<b>-2%</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.807.184</b>	<b>1.957.228</b>	<b>-8%</b>
Fornecedores	379.203	557.714	-32%
Empréstimos e financiamentos	742.340	705.574	5%
Debêntures	-	6.455	-100%
Partes relacionadas	38.603	37.774	2%
Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	44.822	50.200	-11%
Uso do bem público (UBP)	92.603	91.671	1%
Provisões socioambientais	288.346	340.851	-15%
Outras contas a pagar	221.267	166.989	33%
<b>Não circulante</b>	<b>28.935.404</b>	<b>29.357.442</b>	<b>-1%</b>
Fornecedores	15.553	30.935	-50%
Empréstimos e financiamentos	27.196.421	27.497.116	-1%
Debêntures	704.939	723.042	-3%
Uso do bem público (UBP)	273.259	274.651	-1%
Provisões socioambientais	739.846	808.421	-8%
Outras contas a pagar	5.386	23.277	-77%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>12.824.106</b>	<b>13.174.098</b>	<b>-3%</b>
Capital social integralizado	13.366.062	13.363.568	0%
Prejuízos acumulados	(541.956)	(189.470)	186%

## Anexo II - Glossário

ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
APE - Autoprodutores de Energia
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CVM - Comissão de Valores Mobiliários
ID - Índice de Disponibilidade
DSEI - Distrito Sanitário Especial Indígena
EBITDA - Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EPI - Equipamentos de Proteção Individual
FINEM - Linha do BNDES de financiamento a empreendimentos
FUNAI - Fundação Nacional do Índio
GSF - Generation Scaling Factor
GWh - GigaWatt-hora
IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo
LI - Licença de Instalação
LO - Licença de Operação
MCP - Mercado de Curto Prazo
MME - Ministério de Minas e Energia
MW - MegaWatt
O&M - Operação e Manutenção
PCI - Programa de Comunicação Indígena
PIS - Programa de Integração Social
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PSI - Programa de Sustentação ao Investimento
RI - Relações com Investidores
SIN - Sistema Interligado Nacional
SPR 100 - Produto de repactuação do risco hidrológico da classe SPR, na qual, além da energia secundária, o gerador transfere ao consumidor o risco de redução da garantia física e onde o nível de insuficiência de geração do MRE que estará coberto é 100%
Standstill - Operação de suspensão temporária de pagamento de juros remuneratórios e principal de financiamento
TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo
UBP - Uso do Bem Público
UG - Unidade Geradora
UHE - Usina Hidrelétrica
UTI - Unidade de Tratamento Intensivo



**norteENERGIA**  
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

**Brasília/DF**

Edifício General Alencastro, Torre B - 3º andar  
SEPS Q 702/902 702/902, Conjunto B, Bloco A - Asa Sul  
Brasília/DF - CEP: 70.390-025  
+55 61 3410 2010

**Vitória do Xingu/PA**

Rodovia Transamazônica, Km 52, s/n  
Vitória do Xingu/PA - CEP: 68.383-000