



# Resultados 1T19

**São Paulo, 13 de maio de 2019:** CESP - Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), (B3: CESP3, CESP5 e CESP6) divulga seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2019. As informações foram elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") e práticas contábeis adotadas no Brasil, comparadas com o mesmo período do ano de 2018, exceto onde indicado de outra forma.

## CESP avança no desenvolvimento de agenda estratégica após a mudança de controle.

Destaques Operacionais e Financeiros - (R\$ mil)	1T19	1T18	Variação %
Receita Operacional	422.161	461.383	-9%
Receita Operacional Líquida	355.618	394.173	-10%
Resultado Operacional Bruto	5.736	272.739	-98%
Margem Bruta	2%	69%	-67 p.p
EBITDA	(74.050)	111.571	-166%
EBITDA Ajustado	41.597	310.814	-87%
Margem EBITDA Ajustado	12%	79%	-85 p.p.
Resultado Financeiro	(2.212)	12.229	-118%
Lucro Líquido (Prejuízo)	(158.243)	(3.729)	-4.144%

## Destaques do 1T19

- Geração de 1.077 MW médios de energia, 7% superior à garantia física da companhia.
- Conclusão do já anunciado programa de demissão voluntária – PDV com despesa não recorrente de R\$ 118 milhões e redução de 47% do custo de pessoal.
- Eleição de três novos membros no Conselho de Administração em substituição a conselheiros em final de mandato, perfazendo um total de 8 membros sendo que 3 são membros independentes.

## Eventos Subsequentes

- Assinatura do novo contrato de concessão da Usina Porto Primavera por 30 anos com ajuste na garantia física para 886,8 MW, a partir de 15/04/2019. O pagamento da outorga ocorreu no dia 3 de maio de 2019.
- Pagamento de dividendos aos acionistas referente ao exercício de 2018 no montante de R\$ 297,3 milhões em 15 de maio de 2019.
- Mudança do escritório sede para o Edifício Birmann 21 na Av. Nações Unidas 7.221 prevista para junho de 2019.

**Data:** 15/05/2019

**Em Português com tradução simultânea para Inglês**

**11h00** (Horário de Brasília)  
**10h00** (Horário de Nova York)  
**14h00** (Horário de Londres)

Português	Inglês
<b>Tel.:</b> +55 11 3181-8565	<b>Tel.:</b> +1 (412) 717-9627 / +1 (844) 763-8274
<b>Código:</b> CESP	<b>Código:</b> CESP
<b>Replay:</b> +55 11 3193-1012	<b>Replay:</b> +55 11 3193-1012
<b>Código replay:</b> 5961356	<b>Código replay:</b> 3238549#

Os participantes devem se conectar aproximadamente 10 minutos antes do início das teleconferências.

**Slides e webcast:** Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download em nosso website. O áudio das teleconferências será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

## CONTATOS RI

Tel.: +55 11 5613-3626  
Fax: +55 11 5612-6849  
[ricesp@cesp.com.br](mailto:ricesp@cesp.com.br)  
[ri.cesp.com.br](http://ri.cesp.com.br)

Mensagem da Administração.....	5
Parque Gerador.....	7
Produção de Energia Elétrica .....	7
Disponibilidade.....	8
Estratégia de Comercialização.....	8
Clientes .....	9
Receita com Vendas .....	11
Custos e Despesas Operacionais .....	11
EBITDA .....	11
Fluxo de Caixa Livre .....	13
Resultado Financeiro .....	14
Resultado Líquido.....	14
Dividendos.....	15
Endividamento .....	16
Alavancagem (Dívida Líquida / EBITDA) .....	17
Investimentos.....	17
Contingências .....	18
Mercado de Capitais .....	19
Anexos.....	19
Glossário do Setor de Energia Elétrica .....	22

# Mensagem da Administração

Este período encerrado em março de 2019 foi o primeiro trimestre completo de gestão da nova administração que assumiu a CESP em 11 de dezembro de 2018, a partir da venda das ações de controle da Companhia em leilão de privatização ocorrido em outubro de 2018.

Foi um período intenso no avanço da agenda estratégica, no aprofundamento da análise, priorização das iniciativas, importantes decisões de gestão e seus primeiros resultados. Reiteramos, neste processo, nosso entusiasmo com o ambiente colaborativo, com as oportunidades identificadas e nossa confiança no processo em curso de transformação da CESP.

Neste trimestre geramos 2.328 GWh ou 1.077 MW médios de energia, com um índice de disponibilidade de 93,8%, consistentemente acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e 7% superior à garantia física da Companhia.

As prioridades de gestão atuais da CESP podem ser resumidas nas principais iniciativas descritas a seguir.

Após a conclusão neste trimestre do já anunciado programa de demissão voluntária – PDV com a adesão de 327 funcionários, avançamos em um novo sistema de reconhecimento e remuneração alinhados à nossa estratégia de ser uma empresa ágil, meritocrática, ou seja, remuneração e carreira alinhados com critérios bem definidos de desempenho, resultados e geração de valor.

Neste sentido, definimos também a mudança de sede da Companhia ainda neste primeiro semestre para um espaço que favoreça a integração entre pessoas, a conexão com as principais contrapartes, a qualidade de vida dos funcionários e a criação de um ambiente transparente, acessível e ágil, em linha com a estratégia da empresa.

Em Governança, foi também um período de avanços e ajustes. A Assembleia de Acionistas realizada em abril último elegeu três novos membros no Conselho de Administração em substituição a conselheiros em final de mandato, perfazendo um total de 8 membros. Nosso Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria Estatutário foram renovados e passaram a operar com três membros em cada um destes dois foros. Em busca de uma maior sinergia entre os temas de governança corporativa, as antigas áreas de Auditoria Interna e Conformidade foram reestruturadas, dando origem à nova Gerência de Auditoria Interna, Riscos, Controles Internos e Compliance, implantada em fevereiro. Avançamos também na aprovação e implantação de novas políticas de gestão, algumas já aprovadas pelo Conselho e previstas para implementação no próximo trimestre, à exemplo da Política de Alçadas e do novo Código de Ética da CESP. Foi também desenvolvida a nova “Linha Ética CESP” - canal de comunicação aberto para o esclarecimento de dúvidas relacionadas ao Código de Ética da Companhia, bem como para o envio de denúncias sobre condutas antiéticas, irregulares ou ilícitas percebidas no seu ambiente de negócios. Serão realizados eventos e treinamentos para todos os empregados e terceiros em todas as unidades da Companhia no segundo trimestre para o lançamento do novo Código e da Linha Ética.

Com relação à comercialização de energia e gestão do balanço energético da Companhia, com o objetivo de otimizar o resultado e reduzir a exposição ao risco hidrológico, avançamos de forma muito significativa na redução da exposição vendida em energia da empresa em 2019 e anos seguintes. A CESP já cobriu sua exposição ao GSF para os próximos trimestres de 2019 a partir da compra, desde dezembro de 2018, de 151 MW médios. Estamos detalhando neste relatório o balanço energético da CESP para o ano corrente e nossa atuação comercial.

Desde a aquisição da Companhia, foi definida uma estratégia detalhada para a gestão do contencioso ativo e passivo da CESP. Identificou-se as ações judiciais a serem abordadas de forma particularizada, contratou-se assessoria jurídica para complementar a atuação da equipe própria da CESP, reestruturou-

# Mensagem da Administração

se a área Jurídica da Companhia para estar ainda mais capacitada nesta frente e definiu-se prioridades de atuação. A gestão deste contencioso é parte importante da estratégia de mitigação de riscos da CESP neste e nos próximos exercícios.

Neste trimestre demos sequência a um plano proativo, transparente e ágil de comunicação com nossa base de investidores, analistas e mercado de capitais em geral. A CESP passou a implementar uma agenda ativa junto aos investidores com participação ainda maior em conferências, encontros, reuniões, uma agenda de comunicação aderente às melhores práticas e necessidades do mercado investidor. Nesta publicação de resultados inauguramos um novo site de Relações com Investidores, o [ri.cesp.com.br](http://ri.cesp.com.br), corroborando os princípios e ações expostos acima.

Entre os vários compromissos desta gestão, está o avanço da Companhia para um novo patamar em gestão de riscos, controles internos e *compliance*. Neste sentido, durante este primeiro trimestre, além da implementação de novo arcabouço de políticas de gestão mencionadas acima, a Companhia contratou a PWC – Price Waterhouse Coopers como novo auditor externo para o exercício fiscal em curso e deu início à implantação do sistema de ERM da SAP e de vários outros sistemas de gestão como forma de aprimorar a segurança, qualidade e prontidão de seus sistemas de informação e gestão.

Estamos vivendo na CESP um período de intensa transformação com desafios e enormes oportunidades, visando uma gestão direta, pragmática e com foco na geração contínua e sustentável de valor aos seus acionistas, no desenvolvimento e excelência de seus profissionais e no bem-estar e progresso da comunidade, particularmente em nossas áreas de atuação.

Fábio Rogério Zanfelice  
Diretor Presidente

Mario Bertoncini  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

## PARQUE GERADOR

A CESP detém a concessão de três usinas de geração hidrelétrica que operam no regime de preço, com um total de 18 unidades geradoras, 1.655 MW de capacidade instalada e 1.003 MW médios de garantia física de energia.

As usinas estão instaladas nas bacias hidrográficas do Rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado e compõem o seguinte parque gerador:

Usinas Hidrelétricas	Localização	Entrada em Operação	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médio)	Vencimentos das Concessões
Porto Primavera	Rosana - SP	1999	14	1.540	887	15/04/2049
Paraibuna	Paraibuna - SP	1978	2	87	48	09/03/2021
Jaguari	São José dos Campos - SP	1972	2	28	13	20/05/2020
<b>Total</b>			<b>18</b>	<b>1.655</b>	<b>948</b>	

A partir da assinatura do contrato de concessão da usina de Porto Primavera, ocorrida no dia 15 de abril de 2019, regulando a exploração da usina por prazo de 30 anos a garantia física foi ajustada passando de 942 MW médios para 887 MW médios. Com isso, a garantia física total da Companhia passou de 1.003 MW médios para 948 MW médios.

## PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP atingiu 2.328 GWh (1.077 MW médios) no 1T19, 7% inferior ao mesmo trimestre do ano anterior.

A redução na produção ocorreu devido a fatores sistêmicos ligados à política de despacho praticada no Sistema Interligado Nacional e aflúncias favoráveis que geraram alto reservatório em usinas da bacia do Paraíba do Sul e conseqüentemente reduziram a necessidade de defluência na usina de Paraibuna.

Ainda que tenham sido verificadas condições operativas menos favoráveis para a produção de energia elétrica durante o primeiro trimestre de 2019 em comparação ao mesmo período de 2018, a produção da CESP foi 7% superior à sua garantia física vigente neste trimestre.

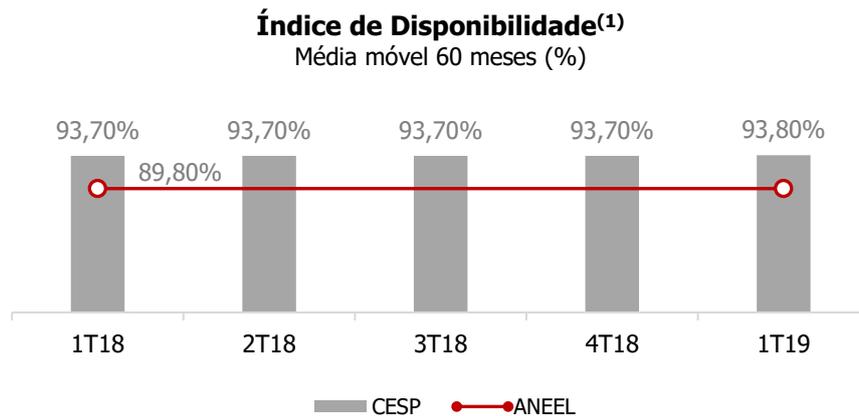
### Geração (MW médios)

Usinas Hidrelétricas	1T19	1T18	Variação %
Porto Primavera	1.065	1.129	-6%
Paraibuna	11	23	-54%
Jaguari	1	3	-53%
<b>Total</b>	<b>1.077</b>	<b>1.155</b>	<b>-7%</b>

## DISPONIBILIDADE

A CESP garante o atendimento de seus compromissos comerciais conciliando-os com as exigências regulatórias de disponibilidade e sistêmicas (necessidades de geração para atender à demanda sistêmica), dentro de princípios de economicidade.

No 1T19 as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 93,8%, um ligeiro aumento em relação a 1T18, quando atingiu o nível de 93,7%, devido a boa gestão da manutenção e consequentemente maior eficiência na parada programada que foi realizada em menor tempo no 1T19. O índice de disponibilidade da CESP é consistentemente superior aos valores de referência estabelecidos pela ANEEL devido a eficiência na gestão da operação das usinas.

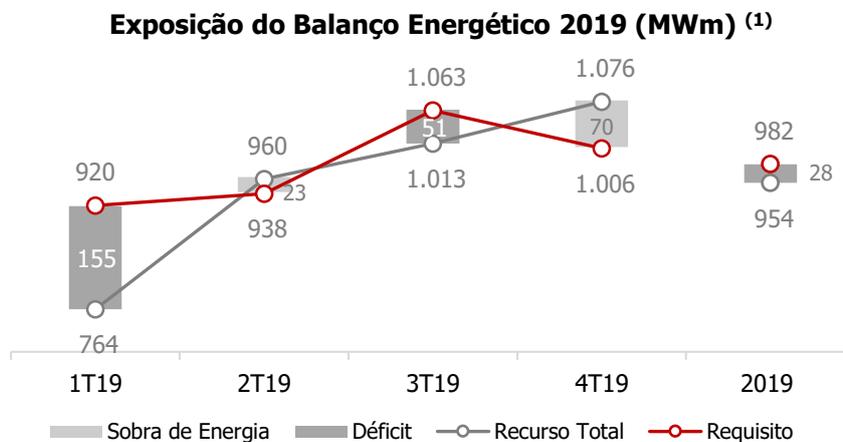


*Índice de disponibilidade é determinado com base na garantia física e calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), definidas pela ANEEL.*

## ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO

A estratégia da companhia para comercialização de energia está pautada por um planejamento minucioso e gestão proativa da comercialização de energia e do balanço energético, atenta ao mercado, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico.

No gráfico abaixo apresentamos o balanço energético da CESP para o ano de 2019 na data-base de 31/03/2019.



(1) Recurso total inclui uma projeção de GSF para o ano de 2019 de 84,6% conforme projeção da CCEE em Mar/19.

# Desempenho Operacional

Desde 11 de dezembro de 2018, data que a nova administração assumiu a gestão da Companhia, até o final do 1T19, foram, em termos líquidos, adquiridos 151 MW médios de energia para o ano de 2019, com o objetivo de otimizar o resultado e reduzir a exposição ao risco hidrológico.

Em linha com a estratégia comercial adotada, o 1T19 apresentou um déficit de energia na ordem de 155MW médios como parte da estratégia da CESP de liquidar a sua posição credora junto a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). No período de abril a dezembro, o balanço energético apresenta uma sobra de 10MW médios.

Vale ressaltar que, a CESP como forma de mitigar sua exposição ao risco hidrológico, repactuou em 2016 o montante de 230 MW médio referente aos contratos com distribuidoras (ambiente de contratação regulado). Desta forma, esta parcela da sua garantia física está protegida das oscilações do GSF.

## Preços Médio de Venda pra Distribuidoras (Ambiente de Contratação Regulado)

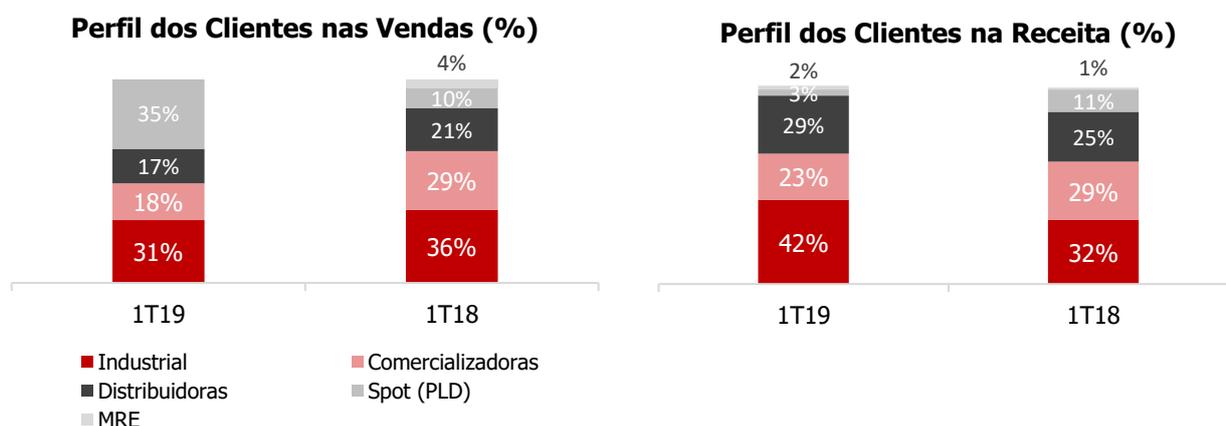
Contrato/Operação	Data Início	Data Fim	Volume (MW médio)	Preço Bruto Início (R\$/MWh)	Preço Bruto Fim (R\$/MWh) <sup>(1)</sup>
01ºLEN_2010-H30	01/01/2010	31/12/2039	148	116 <sup>(2)</sup>	229
02ºLEN_2009-H30	01/01/2009	31/12/2038	82	125 <sup>(3)</sup>	243
<b>Total</b>	-	-	<b>230</b>	<b>119</b>	<b>234</b>

(1) Preços corrigidos pelo IPCA. | (2) Data base de início 16/12/2005 | (3) Data base de início 29/06/2006.

Após o encerramento do 1T19 e, portanto, ao longo dos meses de abril e maio, a Companhia continuou sua estratégia de aquisição líquida de energia para os anos de 2019 e seguintes, resultando atualmente em posição superavitária de energia considerados o período compreendido pelos três últimos trimestres de 2019.

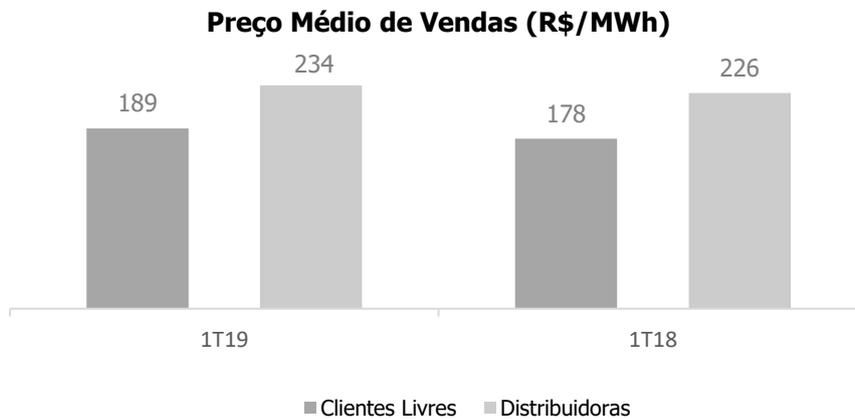
## CLIENTES

No 1T19 os clientes livres (industrial e comercializadoras) representaram 48% das vendas e 66% da receita sendo que no mesmo trimestre do ano anterior representaram 65% e 62%, respectivamente. A redução da participação dos clientes livres no volume de vendas advém de uma redução no volume de vendas para comercializadoras sendo que o maior preço médio realizado com as vendas para a indústria compensou a redução de vendas das comercializadoras e propiciou a maior participação dos clientes livres na receita.



# Desempenho Operacional

O preço médio de venda de energia no 1T19 para os clientes livres (industrial e comercializadoras) foi de R\$ 189/MWh, um aumento de 6% em relação mesmo trimestre do ano passado devido a reajuste de preços dos contratos indexados à inflação e dólar. O preço médio dos contratos com as distribuidoras no 1T19 ficou em R\$ 234 MWh, um aumento de 4% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior devido principalmente a reajustes de preços em linha com a inflação (IPCA) do período.



## RECEITA COM VENDAS

A Receita com Venda de Energia no 1T19 totalizou R\$ 422 milhões, 8,5% inferior ao valor do 1T18, majoritariamente decorrente de: (i) redução no 1T19 do volume em contratos de venda com comercializadoras, alinhado com a estratégia de equacionamento do balanço energético da Companhia, que estava deficitário, e mecanismo de proteção da exposição ao risco hidrológico e (ii) mudança de estratégia de sazonalização da garantia física da companhia. Em 2018 a Companhia distribuiu sua garantia física de acordo com o perfil dos seus contratos sendo que em 2019 a estratégia passou a buscar a otimização do resultado através da análise de afluência esperada para os períodos do ano.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e as Despesas Operacionais no 1T19 somaram R\$ 508 milhões, 40% superior ao valor de 1T18 principalmente devido a: (i) aumento de R\$ 232 milhões de energia comprada, em linha com a nova estratégia de sazonalização e comercialização adotada pela Companhia e (ii) aumento de R\$ 103 milhões relativo ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) concluído em fevereiro/19 com adesão de 327 empregados (R\$ 8 milhões em custo operacional e R\$ 94 milhões nas despesas administrativas). O custo total estimado do PDV é de aproximadamente R\$ 118 milhões sendo que o valor remanescente deverá impactar os resultados do 2T19 e 3T19. Os itens (i) e (ii) acima foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 186 milhões principalmente decorrente da menor atualização monetária das ações com expectativa de perda provável após o acordo com o Ministério Público do Estado do Mato Grosso do Sul e Prefeituras dos Municípios de Anaurilândia, Bataguassu, Batayporã, Brasilândia, Santa Rita do Pardo e Três Lagoas, todos da região de influência do reservatório de Porto Primavera, no Estado do Mato Grosso do Sul celebrado em 30 de junho de 2018.

## EBITDA

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 42 milhões no 1T19, 87% inferior ao verificado no 1T18. A variação em relação ao 1T18 é explicada majoritariamente pela redução no resultado operacional decorrente da queda na receita com venda de energia e aumento nas despesas operacionais, principalmente na compra de energia e programa de desligamento voluntário (PDV). Importante ressaltar a expressiva redução de 93% em provisões para riscos legais em relação ao 1T18 decorrente do acordo com o Ministério Público do Estado do Mato Grosso do Sul e Prefeituras dos Municípios de Anaurilândia, Bataguassu, Batayporã, Brasilândia, Santa Rita do Pardo e Três Lagoas.

A Margem EBITDA Ajustada no 1T19 atingiu 12%, contra 79% do 1T18.

# Desempenho Financeiro

EBIT / EBITDA - R\$ mil	1T19	1T18	Variação %
Lucro Líquido	(158.243)	(3.729)	-4.144%
IR e Contr. Social Líquidos	3.471	48.424	-93%
Resultado Financeiro	2.212	(12.229)	-118%
<b>= EBIT</b>	<b>(152.560)</b>	<b>32.466</b>	<b>-570%</b>
Depreciação / Amortização	78.510	79.105	-1%
<b>EBITDA</b>	<b>(74.050)</b>	<b>111.571</b>	<b>-166%</b>
Provisão de demissão voluntária - PDV	102.504	-	
Provisões para Riscos Legais	13.143	199.243	-93%
<b>EBITDA AJUSTADO</b>	<b>41.597</b>	<b>310.814</b>	<b>-87%</b>
Margem EBITDA Ajustado	11,7%	78,9%	-85%

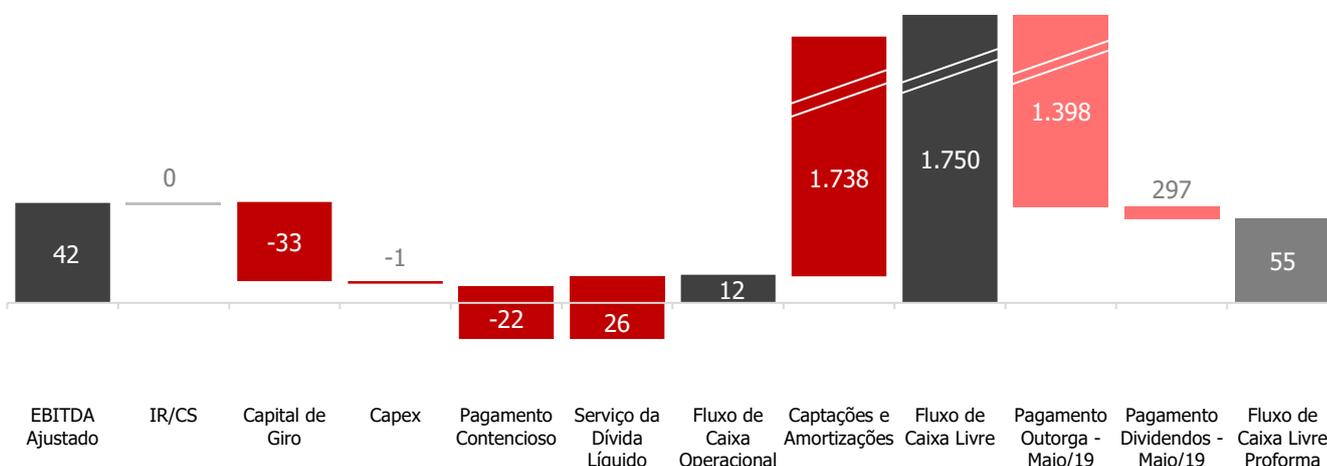
## FLUXO DE CAIXA LIVRE

O Fluxo de Caixa Operacional no 1T19 foi R\$ 12 milhões, inferior em relação ao 1T18 principalmente pela redução do EBITDA Ajustado. Por sua vez, o Fluxo de Caixa Livre, considerando as captações e amortizações no período, foi de R\$ 1,75bilhão impactado principalmente pela captação de debenture no montante de R\$ 1,8 bilhão em janeiro de 2019.

Fluxo de Caixa - R\$ mil	1T19	1T18	Variação %
EBITDA Ajustado	41.597	310.814	-87%
IR/CS Caixa	-	(28.393)	-
Capital de Giro	(32.767)	(84.934)	-36%
CAPEX	(583)	(4.889)	-88%
Pagamento Contencioso	(22.155)	(48.419)	-54%
Serviço da Dívida Líquido	25.627	1.135	2.158%
<b>Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>(11.719)</b>	<b>145.315</b>	<b>-108%</b>
Captações	1.778.766 <sup>(1)</sup>	-	-
Amortizações	(40.947)	(32.387)	26%
Dividendos	-	-	-
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>1.749.538</b>	<b>112.928</b>	<b>1.449%</b>
Saldo de Caixa Inicial	410.886	310.536	32%
Saldo de Caixa Final	2.160.424	423.464	410%

<sup>(1)</sup> Considera a dedução referente aos custos de captação.

### Fluxo de Caixa Livre 1T19 (R\$ mil)



## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado líquido financeiro registrado pela Companhia no 1T19 foi uma despesa de R\$ 2 milhões comparado com uma receita de R\$ 12 milhões em 1T18. A variação decorre principalmente do reconhecimento das obrigações da 11ª emissão de debentures simples, não conversíveis em ações no montante de R\$ 1,8 bilhão desembolsada em janeiro de 2019.

No 1T19, as Receitas Financeiras somaram R\$ 46 milhões, 17% superior devido ao maior caixa disponível dado que os recursos da 11ª emissão de debentures que entraram no caixa em janeiro/19 e somente foram utilizados em maio/19 para pagamento da outorga da concessão de Porto Primavera.

O Total das Despesas Financeiras no 1T19 foi de R\$ 36 milhões, contra um valor de R\$ 8 milhões no 1T18, devido as obrigações da 11ª emissão de debentures simples.

As Variações Cambiais no 1T19 somaram o valor negativo de R\$ 12 milhões, contra um valor também negativo de R\$ 19 milhões no 1T18. Estas variações são explicadas pela correção do endividamento da Companhia junto ao BNDES corrigido pela cesta de moedas. Este endividamento junto ao BNDES monta R\$ 169 milhões ao final do 1T19, com vencimento em outubro de 2019.

<b>Resultado Financeiro – R\$ mil</b>	<b>1T19</b>	<b>1T18</b>	<b>Variação %</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>45.481</b>	<b>38.767</b>	<b>17%</b>
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(47.693)</b>	<b>(26.538)</b>	<b>152%</b>
Encargos de dívidas	(35.387)	(6.565)	190%
Outras Despesas Financeiras	(607)	(1.236)	-51%
Variações Cambiais	(11.699)	(18.737)	50%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(2.212)</b>	<b>12.229</b>	<b>-118%</b>

## RESULTADO LÍQUIDO

No 1T19 o Prejuízo Líquido foi de R\$ 158 milhões, contra um Prejuízo Líquido de R\$ 4 milhões no 1T18. A variação é explicada majoritariamente: (i) pela redução no resultado operacional decorrente da queda na receita com venda de energia e (ii) aumento na rubrica de custos e despesas advindo do maior volume de energia comprada em virtude do déficit do balanço de energia e impactos do GSF, somado ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) que foi concluído em fevereiro/19 e teve um impacto de R\$ 103 milhões no 1T19.

## DIVIDENDOS

A Administração aprovou em Assembleia Geral Ordinária, ocorrida no dia 29 de abril de 2019, a distribuição de dividendos aos acionistas referente ao exercício de 2018 o montante de R\$ 297,3 milhões, da seguinte forma:

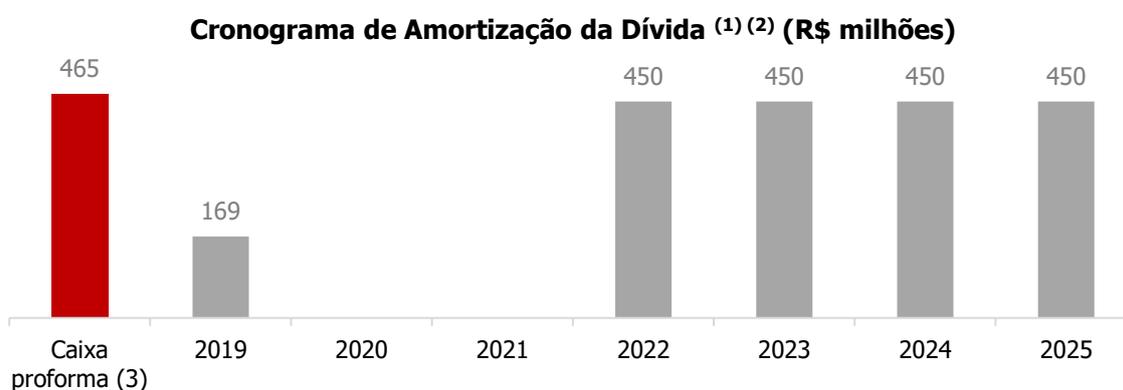
Descrição	R\$ mi	Dividendo por Ação
ON	96.791	R\$ 0,8866
PNA	13.477	R\$ 1,8245
PNB	187.032	R\$ 0,8866
<b>Total</b>	<b>297.300</b>	

Os dividendos serão pagos aos acionistas no dia 15 de maio de 2019.

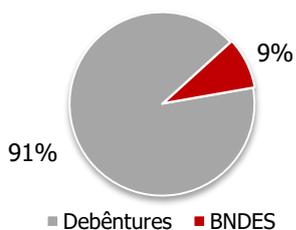
## ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 31 de março de 2019 era de R\$ 2 bilhões contra R\$ 215 milhões em 31 de março de 2018. O aumento no endividamento refere-se à emissão da 11ª escritura de debêntures simples, não conversíveis em ações, com o objetivo de pagar a outorga de renovação da UHE Porto Primavera e com remuneração correspondente a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, acrescida de sobretaxa de 1,64% ao ano, sendo que o pagamento da remuneração será realizado semestralmente e o principal terá prazo de vencimento em 7 anos e carência de 3 anos.

Em 31 de março de 2019 o prazo médio da dívida era de 4,8 anos. A dívida está alocada majoritariamente em moeda nacional e indexada ao CDI.



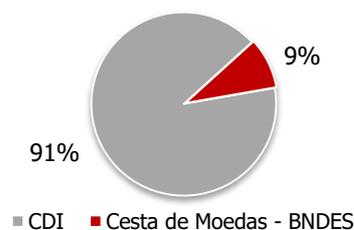
### Endividamento Bruto por Instrumento <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>



### Endividamento Bruto por Moeda <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>



### Endividamento Bruto por Indexador <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>



(1) Contratos de dívida com a Fundação Cesp que, com base na avaliação atuarial realizada por atuário independente, seguindo os critérios determinados pelo CPC 33, apresentaram saldo zero no passivo circulante e não circulante em 31/03/2019 e 31/03/2018. | (2) Não considera dívida com Eletrobrás no montante de R\$ 3,4 milhões e Eletropaulo no montante de R\$ 1,2 milhão. (3) Caixa proforma após: (i) pagamento da outorga de Porto Primavera no valor de R\$ 1,4 bilhão realizado no dia 3 de maio de 2019 e (ii) pagamento de dividendos no valor de R\$ 297 milhões realizado no dia 15 de maio de 2019.

A posição de caixa e equivalentes de caixa no dia 31 de março de 2019 era R\$ 2,2 bilhões contra R\$ 411 milhões em 31 de março de 2018. O aumento relevante na posição de caixa refere-se à emissão da 11ª escritura de debêntures simples, não conversíveis em ações, mantida em caixa com o objetivo de pagar sobretudo a outorga de renovação da UHE Porto Primavera.

## ALAVANCAGEM (DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA)

A alavancagem pro forma do 1T19, após pagamento da outorga de renovação da UHE Porto Primavera e distribuição de dividendos aprovado em AGO do dia 29 de abril, está detalhado na tabela abaixo:

R\$ MM	Mar/18	Pro Forma Mar/19
Debêntures	1.800	1.800
BNDES	169	169
Outros	5	5
Dívida Bruta	1.974	1.974
Caixa	(2.160)	(2.160)
Pagamento Outorga	-	1.398
Pagamento Dividendos	-	297
Dívida Líquida	(186)	1.509
Div. Líq./EBITDA UDM	n/a	3,5x
Div. Líq./EBITDA Ajustado UDM	n/a	6,5x

## INVESTIMENTOS

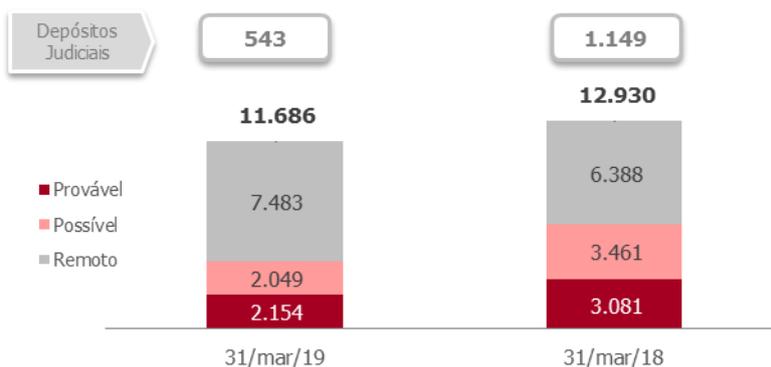
No 1T19 os investimentos da CESP foram de R\$ 583 mil, destinados majoritariamente para a manutenção de suas usinas hidroelétricas.

## CONTINGÊNCIAS

### Ações Judiciais Passivas

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de, aproximadamente, R\$ 11.686 milhões. A parte mais expressiva desse valor (86%, aproximadamente) diz respeito a 45 ações judiciais. Visando o aprimoramento da estratégia jurídica, bem como o melhor encaminhamento desses casos mais relevantes, a Companhia já contratou escritórios de advocacia de primeira linha e especializados nas respectivas matérias discutidas. Cada um desses casos tem recebido atenção especial da alta administração da Companhia, com vistas à melhor tomada de decisão, individualmente. Há depósitos judiciais relacionados a tais demandas no valor aproximado de R\$ 543 milhões.

#### Ações Judiciais Passivas (R\$ milhões)



### Ações Judiciais Ativas

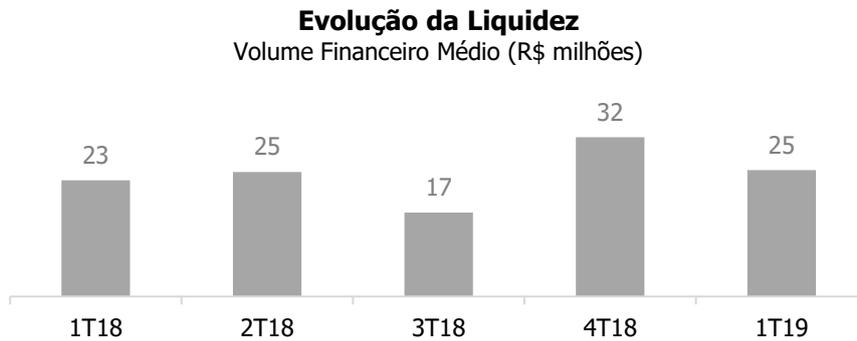
A Companhia também é parte em processos judiciais que representam contingências ativas. Atualmente, em relação às demandas ativas, há um ativo líquido disponível para reversão no valor de R\$ 1.949 milhões, que se concentra basicamente nas ações que discutem as indenizações por reversibilidade das usinas hidrelétricas de Três Irmãos, Jupia e Ilha Solteira. Os quadros abaixo trazem informações mais detalhadas a respeito do contencioso judicial ativo e passivo envolvendo a Companhia.

#### Ações judiciais ativas (R\$ milhões)

	Três Irmãos	Ilha Solteira	Jupia	Total
Ativo disponível para reversão	3.529	2.166	642	6.337
Provisões totais	(1.812)	(2.037)	(539)	(4.388)
Ativo líquido disponível para reversão	1.717	129	103	1.949

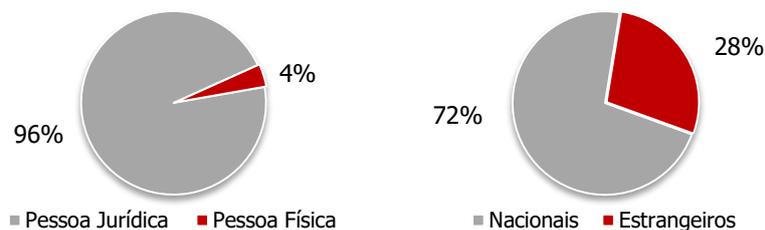
## MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de março de 2019 as ações Preferenciais Classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R\$ 24,14. As ações CESP6 apresentaram uma liquidez média diária de R\$ 25 milhões no 1T19. As ações Ordinárias (CESP3), que representam 33,3% do capital, estavam cotadas em R\$ 22,30. As Preferenciais Classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R\$ 25,50.



Em 31 de março de 2019, o capital social da Companhia era representado por 327.502.673 ações, negociadas na Bolsa de Valores B3 – Brasil, Bolsa e Balcão no Nível 1. O valor de mercado da CESP, em 31 de março de 2019, era de R\$ 7,7 bilhões. O free float no 1T19 ficou em 60% do total das ações.

## Distribuição do Free Float



## DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS - R\$ mil

	1T19	1T18	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>422.161</b>	<b>461.383</b>	<b>-8,5%</b>
Fornecimento de energia	179.121	148.739	20,4%
Suprimento de energia - Contratos	97.977	134.735	-27,3%
Suprimento de energia - Leilões	120.885	116.994	3,3%
Energia de curto prazo	23.547	60.289	-60,9%
Outras receitas	631	626	0,8%
<b>DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(66.543)</b>	<b>(67.210)</b>	<b>-1,0%</b>
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(12.308)	(10.279)	19,7%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.551)	(3.936)	-9,8%
Imposto sobre serviços - ISS	(34)	(31)	9,7%
COFINS sobre receitas operacionais	(30.612)	(32.291)	-5,2%
PIS sobre receitas operacionais	(6.646)	(7.010)	-5,2%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(12.608)	(12.933)	-2,5%
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(784)	(730)	7,4%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>355.618</b>	<b>394.173</b>	<b>-9,8%</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>(349.882)</b>	<b>(121.434)</b>	<b>188,1%</b>
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(251.236)</b>	<b>(33.012)</b>	<b>661,0%</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão/serviços do sistema	(31.239)	(30.976)	0,8%
Energia comprada	(236.822)	(4.594)	5055,0%
Créditos de COFINS/PIS s/ encargos de uso da rede e energia comprada	16.825	2.558	557,7%
<b>Custo com operação</b>	<b>(98.646)</b>	<b>(88.422)</b>	<b>11,6%</b>
Pessoal	(5.504)	(5.492)	0,2%
PDV - Programa de demissão voluntária	(8.191)	-	-
Material	(908)	(402)	125,9%
Serviços de terceiros	(4.042)	(5.137)	-21,3%
Depreciação geração	(76.649)	(77.333)	-0,9%
Outras despesas	(3.352)	(58)	5679,3%
<b>RESULTADO OPERACIONAL BRUTO</b>	<b>5.736</b>	<b>272.739</b>	<b>-97,9%</b>
<b>Despesas Operacionais</b>			
Despesas gerais e administrativas	(143.898)	(40.215)	257,8%
Outras despesas operacionais	(6.635)	(182.848)	-96,4%
Outras (despesas) receitas líquidas	(7.763)	(17.210)	-54,9%
<b>Total</b>	<b>(158.296)</b>	<b>(240.273)</b>	<b>-34,1%</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(152.560)</b>	<b>32.466</b>	<b>-</b>
<b>RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS</b>			
Receitas financeiras	45.481	38.767	17,3%
Despesas financeiras	(47.693)	(26.538)	79,7%
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(2.212)</b>	<b>12.229</b>	<b>-137,69%</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIB. SOCIAL</b>	<b>(154.772)</b>	<b>44.695</b>	<b>-</b>
Imposto de renda - corrente	-	(26.344)	-
Contribuição social - corrente	-	(10.557)	-
Imposto de renda diferido	(2.552)	(8.232)	-69,0%
Contribuição social diferida	(919)	(3.291)	-72,1%
<b>Total de Imposto de Renda e Contribuição Social</b>	<b>(3.471)</b>	<b>(48.424)</b>	<b>-92,8%</b>
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(158.243)</b>	<b>(3.729)</b>	<b>4143,6%</b>
Prejuízo básico e diluído por ação	(0,48)	(0,01)	4143,6%

<b>ATIVO</b>	<b>31/03/2019</b>	<b>31/03/2018</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>2.512.685</b>	<b>854.999</b>
Caixa e equivalentes de caixa	2.160.424	410.886
Valores a receber	161.641	240.802
Tributos e contribuições sociais compensáveis	61.615	79.203
Despesas pagas antecipadamente	15.248	15.580
Outros créditos	113.757	108.528
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>9.394.636</b>	<b>9.471.501</b>
Cauções e depósitos vinculados	544.472	536.254
Imposto de renda e contribuição social diferidos	575.755	579.226
Almoxarifado	4.407	4.302
Despesas pagas antecipadamente	3.755	7.511
Outros créditos	1.361	1.361
Ativo disponível para reversão	1.949.430	1.949.430
Ativo intangível	35.536	36.800
Imobilizado	6.279.920	6.356.617
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>11.907.321</b>	<b>10.326.500</b>

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>31/03/2019</b>	<b>31/03/2018</b>
<b>CIRCULANTE</b>	<b>847.093</b>	<b>884.398</b>
Fornecedores	2.825	7.595
Energia comprada para revenda	127.814	167.822
Empréstimos e financiamentos	205.733	214.556
Tributos e contribuições sociais	17.936	19.061
Encargos setoriais	142.508	141.742
Dividendos e juros sobre capital próprio	298.750	298.750
Obrigações estimadas e folha de pagamento	36.101	25.211
Outras obrigações	15.426	9.661
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>4.114.402</b>	<b>2.340.036</b>
Empréstimos e financiamentos	1.779.841	1.080
Encargos setoriais	35.852	35.852
Provisão para riscos legais	2.154.148	2.156.162
Obrigações estimadas e folha de pagamento	3.008	-
Obrigações socioambientais	72.915	72.915
Outras obrigações	68.638	74.027
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>6.945.826</b>	<b>7.102.066</b>
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital.	1.929.098	1.929.098
Ajustes de avaliação patrimonial	(971.151)	(976.752)
Outros resultados abrangentes	(378.298)	(380.301)
Reservas de lucros	554.588	554.588
Lucros / (prejuízos) acumulados	(163.844)	-
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>11.907.321</b>	<b>10.326.500</b>

## NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS - R\$ MIL

	1T19	1T18	Var.
Energia comprada	(236.821)	(4.594)	5055%
Encargos setoriais	(31.240)	(30.976)	1%
Créditos de COFINS/PIS s/encargos do sistema de transmissão	16.825	2.558	558%
Pessoal	(39.008)	(31.346)	24%
PDV - Programa de demissão voluntária	(102.504)	-	
Administradores	(366)	(549)	-33%
Entidade de previdência a empregados - CPC 33/IAS 19	(3.372)	(2.583)	31%
Material	(1.204)	(811)	48%
Serviços de terceiros	(12.898)	(11.817)	9%
Depreciação/Amortização	(78.510)	(79.105)	-1%
Outros encargos - ONS/CCEE	(238)	(243)	-2%
Aluguéis	(714)	(890)	-20%
Provisão para redução ao valor realizável de almoxarifados	4.796	44	10800%
Provisão para riscos legais	(13.143)	(199.243)	-93%
Provisão PIS/COFINS sobre atualização de depósitos judiciais	(81)	811	-110%
Perda estimada de créditos	253	(142)	-278%
Custos retardatários	(26)	(334)	-92%
Outras despesas ou receitas	(9.927)	(2.487)	299%
<b>Total</b>	<b>(508.178)</b>	<b>(361.707)</b>	<b>40%</b>

**ACL - Ambiente de Contratação Livre** – Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados entre geradoras, comercializadoras e consumidores livres, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Os agentes de distribuição (distribuidoras) não podem comprar nesse ambiente.

**ACR - Ambiente de Contratação Regulada** – O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

**Agente: Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)** – Concessionária, autorizada, ou permissionária de serviços e instalações de energia elétrica, comercializadoras e consumidores livres, integrantes da CCEE e sujeitos às obrigações e direitos previstos na Convenção, nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização.

**ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica** – Órgão regulador do setor elétrico brasileiro. Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, criada pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

**Capacidade Instalada (Potência Instalada)** – Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma unidade geradora, por uma usina hidrelétrica ou por um parque gerador.

**CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica** – Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). É no ambiente da CCEE que mensalmente todos os agentes prestam contas de seus direitos de energia, e que se contabilizam os movimentos de energia elétrica.

**Contrato de Concessão** – Instrumento legal celebrado entre o Poder Concedente e a Concessionária, formalizador da concessão, e que deverá ter cláusulas essenciais, entre outras, as relativas ao objeto, área e prazo, bem como as principais condições da prestação do serviço público.

**EBIT e EBITDA** – Definidos pelas regras estabelecidas pela Instrução CVM nº 527/2012.

**Energia de Curto Prazo** – É a energia contabilizada pela CCEE decorrente das diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

**Fator de Ajuste de Garantia Física (Fator de MRE ou GSF)** – Esse fator considera uma redução das energias asseguradas das usinas participantes do MRE, quando o total de energia gerada é inferior ao total da energia assegurada.  $GSF = \text{Geração Hidráulica no SIN} / \text{Geração Total no SIN}$ . Então um  $GSF < 100\%$  indica que as usinas do MRE geraram menos que sua garantia física.

**Garantia Física** – É a quantidade de energia que um agente está autorizado a comercializar em contratos, como oferta de energia elétrica, medida em megawatts médios (MWmédios). Determinada pela ANEEL como o montante de energia elétrica, em média, que uma usina pode produzir e comercializar em base sustentável 365 dias por ano, com fator de risco de 5%. (substitui o conceito de energia assegurada).

**GSF (Generation Scaling Factor)** – Vide Fator de Ajuste de Garantia Física

**Mercado de Curto Prazo** – Segmento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos Agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos Agentes.

**MRE - Mecanismo de Realocação de Energia** – Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional - SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica. Isto significa que eventuais insuficiências de geração de uma Usina, sob comando do ONS, podem ser geradas por outra usina integrante do sistema, visando a otimização do sistema. Essas compensações são remuneradas pela TEO – Tarifa de Energia de Otimização.

**ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico** – Agente instituído pela Lei nº 9.648, de 1998, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

**PLD – Preço de Liquidação das Diferenças** – Preço divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade semanal, tendo como base Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

**Potência instalada** – Vide **Capacidade Instalada**.

**Rede Básica** – Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV, definida segundo critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.

**Regime de Cotas** – Mecanismo utilizado para rateio da Garantia física de energia e de potência das Usinas Hidrelétricas, renovadas conforme lei 12.783 (MP 579) e alocadas para as concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, conforme a regulamentação específica da ANEEL, visando à modicidade tarifária.

**RGR - Reserva Global de Reversão** – Trata-se de um encargo pago mensalmente (quota) pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. O valor anual do encargo a ser recolhido equivale a 2,5% do valor do Imobilizado vinculado à prestação do serviço de eletricidade, sendo limitado a 3,0% de sua receita anual.

**SIN – Sistema Interligado Nacional** – Instalações eletricamente interligadas, compreendendo usinas, instalações de transmissão, responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, abrangendo 97% do consumo brasileiro.

**Suprimento de Energia** – venda de energia a distribuidoras e comercializadoras, para revenda a seus clientes.

**TAC – Termo de Ajustamento de Conduta** – Instrumento jurídico firmado entre responsáveis por determinadas ações ou providências (no caso, a CESP), e o Ministério Público (federal, estaduais ou municipais), na defesa de interesse difuso ou coletivo. Em geral refere-se à prevenção, mitigação ou recuperação do meio ambiente, por meio da fixação de obrigações e condicionantes técnicas.