



RESULTADOS 3T19

Teleconferência

31 de outubro de 2019

(Em Português com tradução simultânea para Inglês)

11h00 (horário de Brasília)

10h00 (horário NY - EDT)

15h00 (horário de Londres)

Tel: + 55 (11) 3181-8565

Participantes Internacionais:

Tel: + 1 (412) 717-9627 | + 1 (844) 204-8942

RESULTADOS 3T19

CRESCIMENTO DE R\$210 MILHÕES DO EBITDA AJUSTADO E REDUÇÃO DE 41% NOS CUSTOS E DESPESAS EM RELAÇÃO AO 3T18

Destaques Operacionais e Financeiros R\$ mil	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
Receita operacional bruta	476.148	503.824	-5%	1.333.413	1.424.672	-6%
Receita operacional líquida	414.466	440.617	-6%	1.138.461	1.226.012	-7%
Lucro operacional bruto	156.144	(10.659)	n.m.	318.510	355.321	-10%
Custos e despesas	(287.350)	(489.430)	-41%	(1.014.331)	(724.208)	40%
EBITDA	223.405	30.361	n.m.	391.550	739.214	-47%
EBITDA ajustado ¹	234.619	25.142	n.m.	494.808	438.308	13%
Margem EBITDA ajustado ¹	57%	6%	51 p.p.	43%	36%	8 p.p.
Resultado líquido	(7.856)	(102.080)	-92%	(170.101)	235.180	n.m.
Dívida líquida	1.331.003	(163.638)	n.m.	1.331.003	(163.638)	n.m.
Dívida líquida/EBITDA UDM	2,6x	-0,2x	2,6x	2,6x	-0,2x	2,6x
Dívida líquida/EBITDA ajustado ¹ UDM	2,4x	-0,2x	2,6x	2,4x	-0,2x	2,6x

¹ EBITDA ajustado exclui provisão para litígios e PDV

DESTAQUES DO 3T19

- EBITDA ajustado de R\$235 milhões e margem de 57%, com crescimento de R\$210 milhões em relação ao mesmo período de 2018.
- Redução das contingências passivas totais em R\$759 milhões, antes da correção monetária, sendo R\$438 milhões até o encerramento do trimestre e R\$321 milhões durante o mês de outubro.
- Em outubro de 2019 obtivemos autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") para constituição da CESP Comercializadora.
- Despesas não recorrentes de R\$6 milhões referente ao programa de Demissão Voluntária ("PDV") da CESP.
- Implementação de estratégia de *hedge* com a finalidade de mitigar a exposição cambial da receita proveniente de contratos de venda de energia indexados ao dólar.
- Em setembro de 2019 foi implementado o SAP como novo ERP da CESP, trazendo maior capacidade de controle, compilação de dados, análise e agilidade de decisão.

 **ÍNDICE**

Mensagem da Administração	4
Perfil da Companhia	6
Parque Gerador	6
Produção de Energia Elétrica	7
Disponibilidade	8
Estratégia de Comercialização	9
Clientes	11
Receita Operacional	13
Custos e Despesas Operacionais	14
EBITDA	15
Resultado Financeiro	16
Resultado Líquido	17
Endividamento	18
Alavancagem	19
Fluxo de Caixa Livre	20
Investimentos (CAPEX)	20
Contingências	21
Mercado de Capitais	24
Eventos Subsequentes	25
Anexos	26

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O terceiro trimestre de 2019 foi mais um período de intenso avanço na agenda estratégica de transformação da CESP focada em gestão da operação, processos, balanço energético, contencioso, custos, despesas e pessoas.

Continuamos o processo de avaliação criteriosa do contencioso passivo com assessores jurídicos e financeiros para complementar a atuação de nossa equipe própria. Neste trimestre obtivemos decisão judicial favorável a CESP em processo de desapropriação e, atingimos uma redução de R\$438 milhões nas contingências. Durante o mês de outubro reduzimos outros R\$321 milhões, totalizando, portanto, uma redução do contencioso passivo de R\$759 milhões, antes da incidência da correção monetária. Por fim, durante o mês de outubro ressaltamos a liberação de R\$204 milhões em depósitos judiciais, uma importante contribuição para a posição de caixa da Companhia. Esses resultados estão em linha com nossa expectativa decorrente de uma abordagem cada vez mais assertiva e criteriosa na redução deste risco.

Obtivemos a autorização da ANEEL e CCEE para constituição da CESP Comercializadora, uma iniciativa que busca promover uma participação mais ativa da CESP no mercado de energia, gestão otimizada do balanço energético, tanto na compra de energia para mitigação de risco quanto na melhor estratégia possível para a venda da energia disponível.

No terceiro trimestre de 2019, implementamos a estratégia de *hedge* com a finalidade de mitigar a exposição cambial da receita proveniente de contratos de venda de energia indexados ao dólar. Utilizamos o instrumento financeiro *Non-Deliverable Forward* (“NDF”) obtendo uma taxa média de R\$/US\$ 4,18 para os últimos 4 meses de 2019 e taxa média de R\$/US\$ 4,25 para o ano de 2020.

O EBITDA Ajustado de R\$235 milhões deste 3T19 representa um valor R\$210 milhões superior ao resultado do mesmo trimestre do ano passado, com Margem EBITDA Ajustada de 57%. Este resultado foi alcançado por uma combinação de fatores, com destaque para o equilíbrio do balanço energético de 2019 e a gestão efetiva de redução de custos.

A alavancagem da CESP, medida pela relação dívida líquida/EBITDA, que atingiu o pico de 4,0x no segundo trimestre do ano, alcançou 2,4x no terceiro trimestre de 2019, evidenciando a forte capacidade de geração de caixa da Companhia. No acumulado de nove meses de 2019 geramos R\$344 milhões de fluxo de caixa operacional após serviço da dívida, um índice de conversão de caixa de 69%¹, e geramos R\$130 milhões de fluxo de caixa livre.

Em termos operacionais, continuamos perseguindo ganhos de eficiência por meio de melhoria de processos e sistemas, o que nos proporcionou altos níveis de disponibilidade operacional das usinas hidroelétricas. Nesse contexto, um dos indicadores mais significativos foi o Índice de Disponibilidade que no terceiro trimestre de 2019 atingiu a média de 94,0%, consistentemente acima dos níveis de referência estabelecidos pela ANEEL.

¹ Índice de conversão de caixa= (Fluxo de Caixa Operacional após o Serviço da Dívida/EBITDA Ajustado)

Outro importante avanço foi a conclusão, em setembro de 2019, da implantação do SAP como novo ERP da CESP, proporcionando maior capacidade de controle, compilação de dados, análise e agilidade de decisão. Realizamos também a transição de parte de nossas atividades operacionais recorrentes, como faturamento, tesouraria, contabilidade e suprimentos, para um centro de serviços compartilhados – CSC que permitirá aumentar o escopo, agilidade e qualidade de tarefas programadas. Estas iniciativas, aliadas a um esforço contínuo e intenso de revisão de estrutura, processos e sistemas, tem proporcionado à CESP ganhos significativos em produtividade e redução de custos.

Alinhada à nossa estratégia de perseguir as melhores práticas de governança corporativa, este trimestre antecipamos nossa divulgação de resultados dando sequência ao nosso plano proativo de transparência e agilidade na comunicação com o mercado. Adicionalmente, em setembro de 2019 realizamos a primeira rodada de reuniões com investidores de ações no exterior da história da CESP, em Nova York e Boston.

Neste trimestre também conquistamos o selo *Great Place to Work – GPTW*, motivo de muito orgulho em nosso primeiro ano de gestão da CESP. A construção de um ambiente de trabalho saudável e produtivo é parte de um plano de gestão de pessoas com alto desempenho, resultados e geração de valor.

A comprovada capacidade de nos reinventarmos para vencer desafios, nos habilita a aproveitar as oportunidades identificadas com o processo de transformação em curso. O avanço obtido nesse processo é resultado de uma construção conjunta, motivo de orgulho, satisfação e motivação para todos nós.

Mario Bertoncini

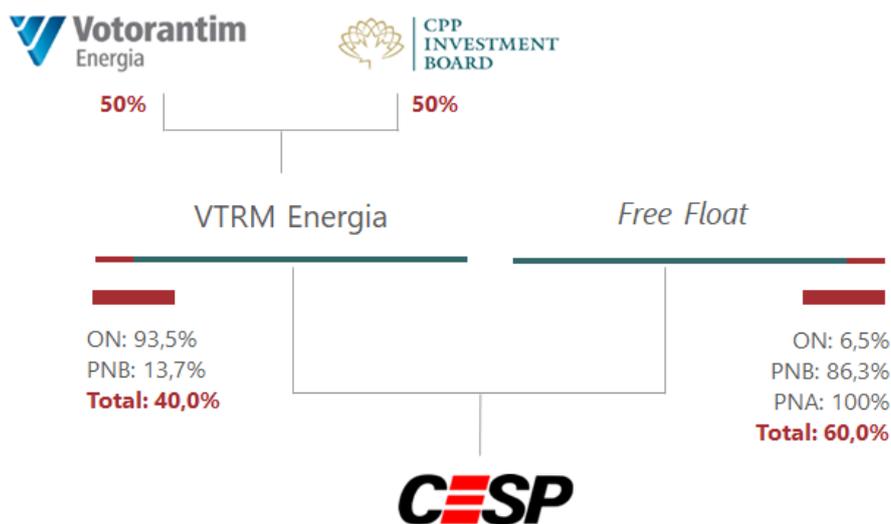
Diretor Presidente e de Relações com
Investidores

Marcelo de Jesus

Diretor Financeiro

PERFIL DA COMPANHIA

A CESP foi constituída em 1966 pelo Governo do Estado de São Paulo e o ano de 2018 foi emblemático, pois marcou seu processo de privatização. A partir de 11 de dezembro de 2018 passou a ser uma empresa de controle privado, resultado da parceria entre o grupo Votorantim e o fundo canadense *Canada Pension Plan Investment Board* ("CPPIB").

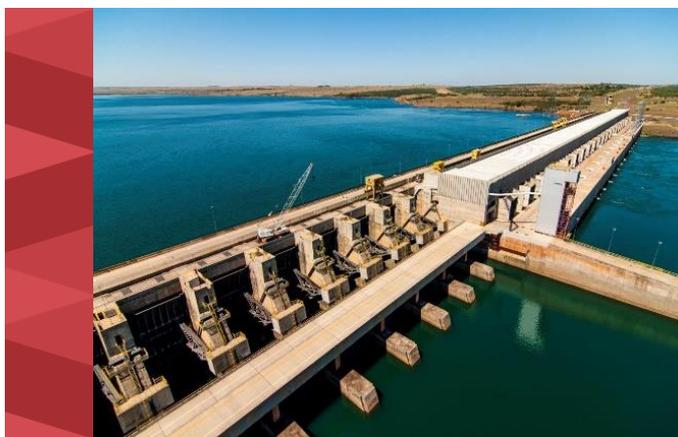


PARQUE GERADOR

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 potência e 948 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:

Ativos Operacionais



Porto Primavera

Potência: 1.540 MW

Garantia física: 887 MW médios

Concessão até abr/49 (Contrato renovado em abril de 2019)

Município: Rosana (SP)

Área do reservatório: 2.040 km²

Extensão da barragem: 10,2 km

Unidades geradoras: 14

Entrada em operação: 1999



Paraibuna

Potência: 87 MW
 Garantia física: 48 MW médios
 Concessão até mar/21
 Município: Paraibuna (SP)
 Área do reservatório: 177 km²
 Extensão da barragem: 0,5 km
 Unidades geradoras: 2
 Entrada em operação: 1978



Jaguari

Potência: 28 MW
 Garantia física: 13 MW médios
 Concessão até mai/20
 Município: São José dos Campos (SP)
 Área do reservatório: 56 km²
 Extensão da barragem: 1,0 km
 Unidades geradoras: 2
 Entrada em operação: 1972

O Conselho de Administração da Companhia deliberou em 28 de junho de 2019, o não interesse na renovação da concessão da UHE Jaguari, que representa menos de 1% da energia produzida pela CESP, em consonância com a manifestação de intenção do Estado de São Paulo de pleitear junto à União a exploração da referida UHE após término da atual concessão da usina.

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Geração (MW médios)

Usinas Hidrelétricas	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
Porto Primavera	942	925	2%	976	997	-2%
Paraibuna	57	63	-9%	31	41	-24%
Jaguari	14	9	59%	6	7	-7%
Total	1.013	996	2%	1.013	1.045	-3%

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela CESP atingiu 1.013 MW médios no 3T19, 2% superior ao 3T18. Esse aumento decorre de fatores sistêmicos ligados à política de

despacho praticada pelo Operador Nacional do Sistema (“ONS”) para o Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

No 3T19 houve leve aumento nas aflúências das bacias da região Sudeste e do consumo de energia, assim como uma menor vazão incremental da UHE Itaipu. Com isso, o ONS implementou uma política de maior despacho pela UHE Porto Primavera com o objetivo de regularizar a vazão afluyente da UHE Itaipu no trecho entre UHE Porto Primavera e UHE Itaipu.

Com relação às UHE Paraibuna e UHE Jaguari, a geração dessas usinas é função do controle de vazão na bacia do Rio Paraíba do Sul, onde o ONS define a vazão defluente dessas usinas para não violar as restrições hidráulicas à jusante do restante da bacia.

DISPONIBILIDADE

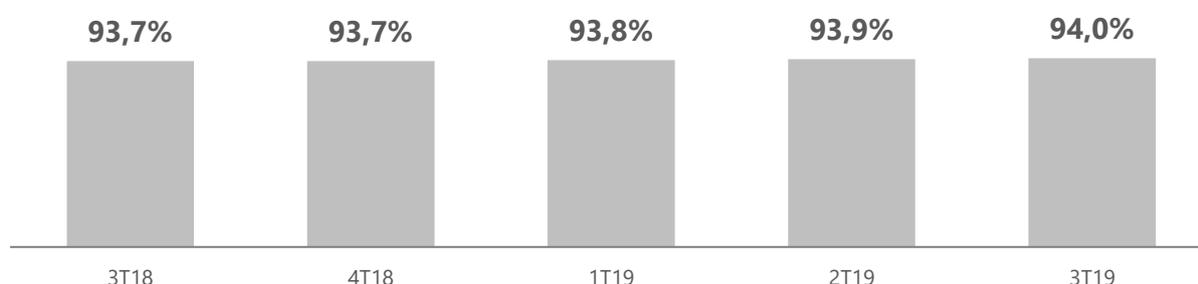
No 3T19 as usinas operadas pela CESP atingiram o índice de disponibilidade médio de 94,0%, um ligeiro aumento em relação ao 3T18, quando atingiu o nível de 93,7%, devido à boa gestão da manutenção e, conseqüentemente, maior eficiência nas paradas programadas que foram realizadas em menor tempo no 3T19.

Segundo a Resolução ANEEL nº 614/2014, caso o índice de disponibilidade de uma usina hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) seja inferior ao índice de disponibilidade de referência considerado no cálculo da respectiva garantia física, a usina estará sujeita à aplicação de mecanismo de redução da garantia física. Com essas premissas, este indicador torna-se o principal balizador para avaliar o desempenho das usinas hidrelétricas e principal ferramenta de acompanhamento para mitigação de riscos de impactos operacionais aos compromissos comerciais.

O índice de disponibilidade das usinas da CESP é consistentemente superior aos valores de referência estabelecidos pela ANEEL devido a eficiência na gestão da operação das usinas.

Índice de Disponibilidade⁽¹⁾

Média móvel 60 meses (%)



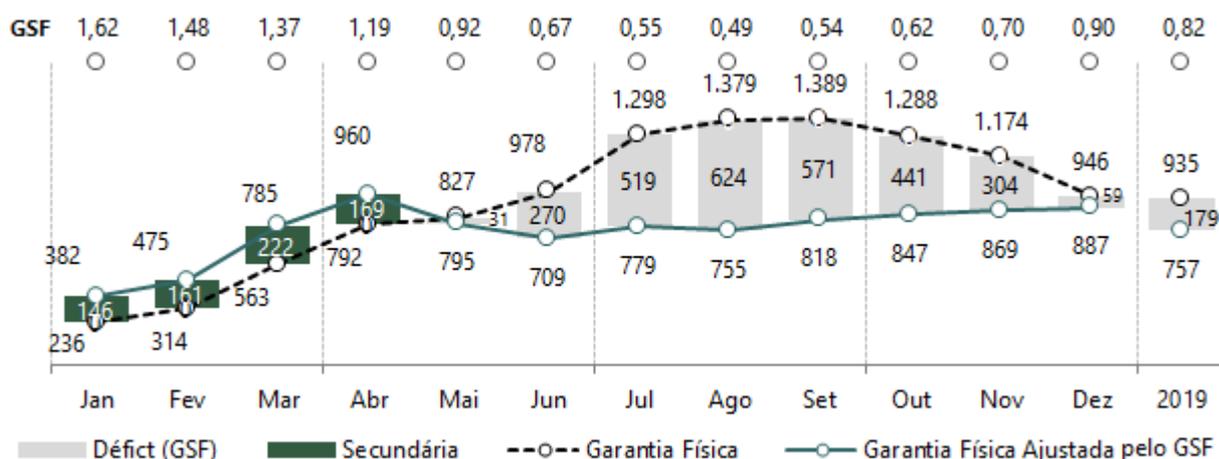
(1) Índice de disponibilidade é calculado por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (“TEIFa”) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (“TEIP”), definidas pela ANEEL.

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, buscando gerar valor e mitigar o risco hidrológico.

Em 2019 a estratégia de sazonalização da CESP passou a buscar a otimização dos resultados através da análise de afluência e preços esperados para os períodos do ano.

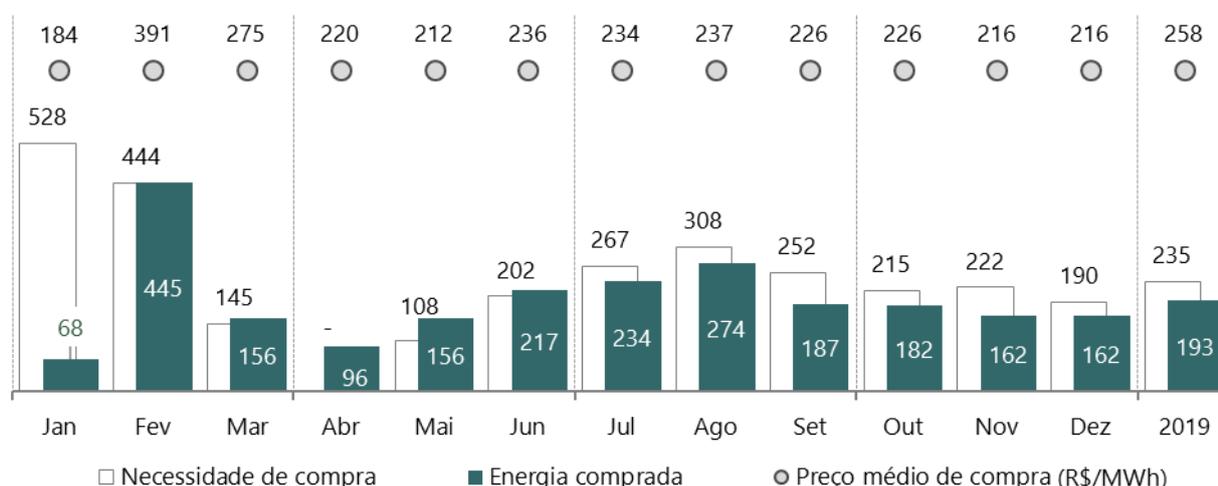
No gráfico abaixo mostramos nossa curva de sazonalização da garantia física para 2019 e a curva de sazonalização ajustada pelas premissas do *Generation Scaling Factor* ("GSF") conforme projeção da CCEE.



Em decorrência das revisões de garantia física e influenciado pelo efeito do GSF, a CESP apresentava um balanço energético deficitário para o ano de 2019. Assim sendo, desde 11 de dezembro de 2018, data que a nova administração assumiu a gestão da Companhia, foi implementada a estratégia de otimizar os resultados e reduzir a exposição ao risco hidrológico.

Até o final do 3T19, foram adquiridos 193 MW médios de energia para o ano de 2019 com o preço médio de R\$258/MWh, comparado à uma compra de 240 MW médios à um preço médio de R\$357/MWh para o ano de 2018.

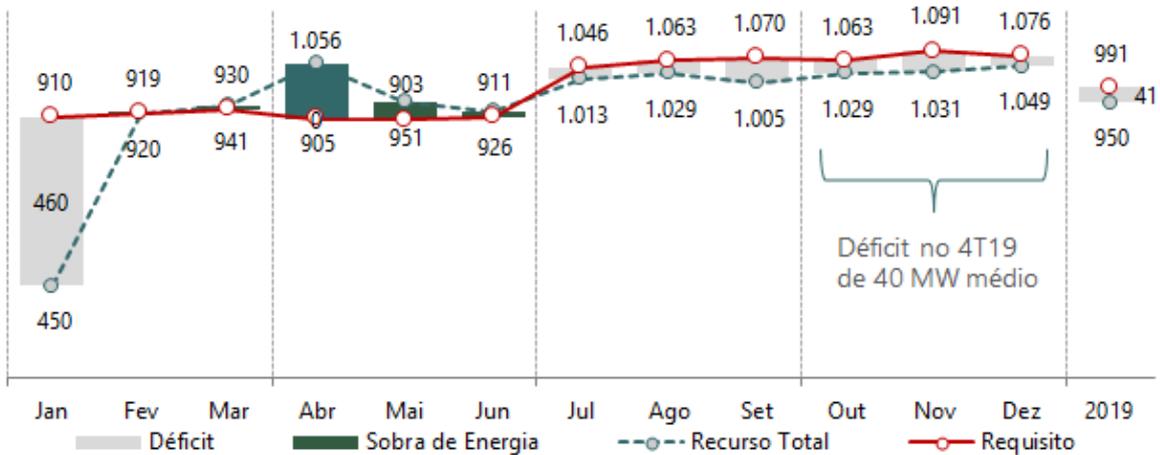
Déficit de energia versus compra de energia (MW médio)



Tendo em vista nossa estratégia de otimização de recebíveis na CCEE em decorrência da inadimplência sistêmica, no 1T19 a Companhia liquidou seu saldo a receber na CCEE com o déficit gerado em janeiro de 2019, totalizando uma energia comprada de R\$75 milhões no 1T19. No 3T19, em função de outros créditos da Companhia na CCEE as compras de energia totalizaram R\$10 milhões. Com base nas estimativas atuais o 3T19 e o 9M19 concentraram 25% e 84% do total de energia comprada no ano, respectivamente.

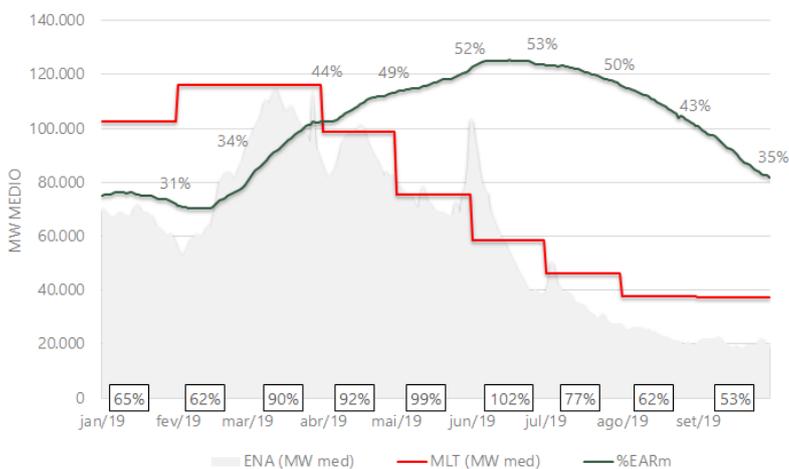
Como resultado da nova estratégia de gestão, o balanço energético para 2019 da CESP, em 30 de setembro de 2019, está ilustrado abaixo e demonstra a substancial equalização do déficit para 2019.

Balanço Energético 2019 – Pós compra de energia (MW médio)

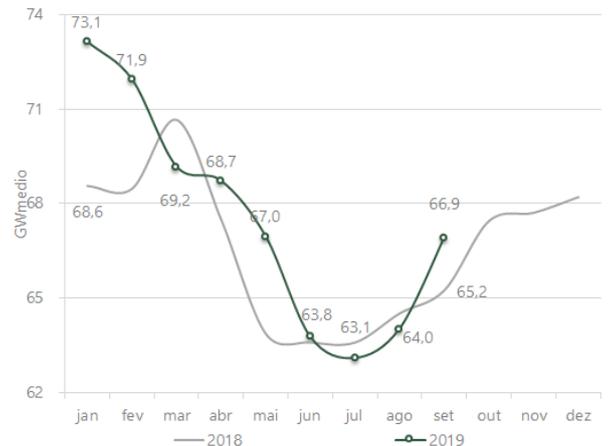


Vale ressaltar que o desempenho da Energia Natural Afluente (“ENA”) abaixo da Média de Longo Termo (“MLT”) e baixa demanda de energia, representada pela carga, impactam os níveis do GSF no 3T19.

ENA Diária SIN (MW médio e %) + Energia Armazenada SIN (%)¹



Evolução da Carga – SIN (GW médio)¹



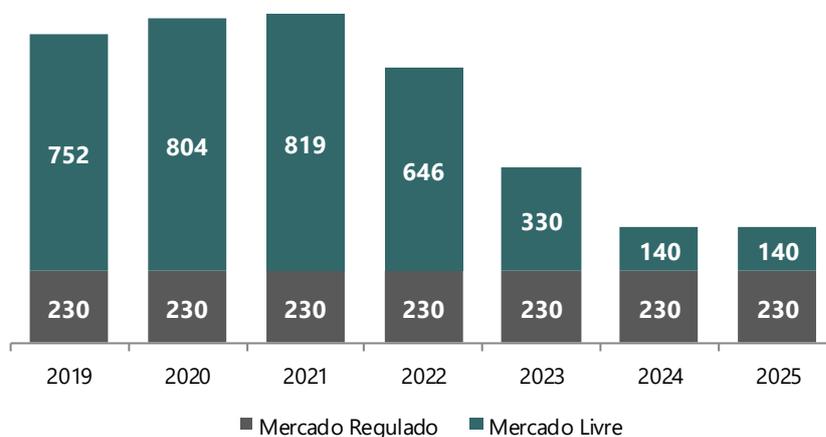
(1) Fonte: CCEE | MLT: Média de Longo Termo; EAR: Energia Armazenada; SIN: Sistema Interligado Nacional;

A CESP está trabalhando para concluir a equalização do déficit existente nos anos de 2020 a 2022 dentro das janelas de oportunidade que se apresentam.

CLIENTES

Os contratos de venda da CESP no mercado livre foram realizados, em sua maioria, entre os anos de 2003 e 2015 e são corrigidos pela inflação (~70%) e dólar (~30%).

Portfólio de Clientes (MW médio)



É importante destacar que a Companhia implementou uma estratégia de *hedge* com a finalidade de mitigar a exposição cambial da receita proveniente de contratos de venda de energia indexados ao dólar utilizando o instrumento financeiro *Non-Deliverable Forwards* ("NDF"). Mais detalhes sobre essa estratégia na página 17 deste documento.

Os contratos no mercado regulado tiveram início em 2009 e 2010 vencendo em 2038 e 2039 com volume de 230 MW médio. No 3T19 o preço médio corrigido dos contratos no mercado regulado foi de R\$241/MWh.

Preços Médios no Mercado Regulado

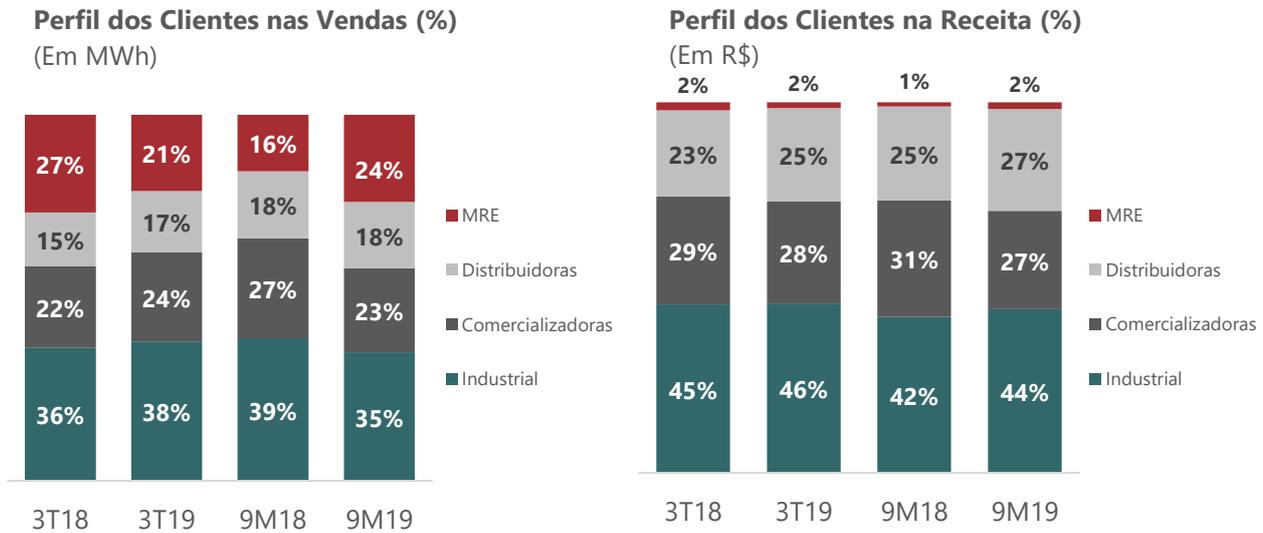
Data início	Data fim	Volume (MW médio)	Preço bruto início (R\$/MWh)	Preço bruto atual (R\$/MWh) ⁽¹⁾
01/01/2009	31/12/2038	82	125 ⁽²⁾	250
01/01/2010	31/12/2039	148	116 ⁽³⁾	236
Total		230	119	241

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

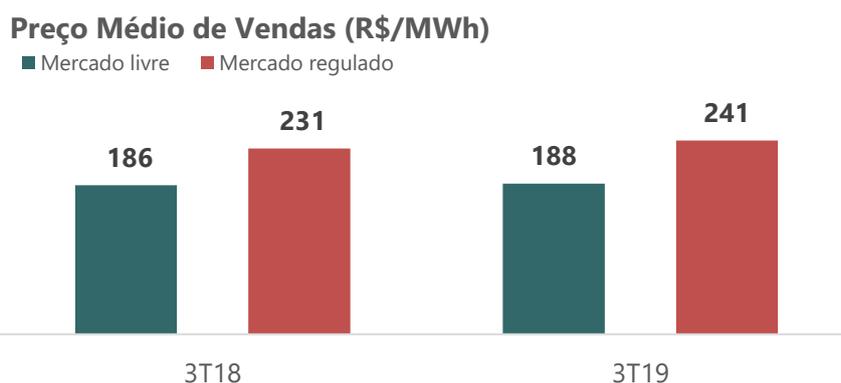
Como forma de mitigar sua exposição ao risco hidrológico, a CESP, repactuou em 2016 o montante de 230 MW médio contratados até 2028 referente aos contratos no mercado regulado. Desta forma, esta parcela da sua garantia física está protegida das oscilações do GSF.

No 3T19 a Companhia atendeu aos compromissos assumidos com os clientes dos mercados livre e regulado. Os clientes livres (industrial e comercializadoras) representaram 58% do volume de vendas e 71% da receita, sendo que no 3T18 representaram 59% e 75%, respectivamente.

A maior participação dos clientes livres no volume de vendas advém do exercício de opções contratuais de volume (flexibilidade).



No 3T19 o preço médio corrigido dos contratos no mercado livre foi de R\$188/MWh para o mercado livre (industrial e comercializadoras), aumento de 1% em relação ao 3T18, decorrente de reajustes contratuais e correções monetárias, parcialmente compensados pela maior representatividade de clientes com preços contratados mais baixos e condições contratuais que permitem a flexibilidade na alocação da energia. A partir de 2023 o volume de energia vendida é substancialmente menor e a partir de 2026, a Companhia não possui energia vendida no mercado livre. O preço médio no mercado regulado (distribuidoras) no 3T19 ficou em R\$241/MWh, um aumento de 3% em relação ao 3T18 devido principalmente a reajustes de preços com a inflação (IPCA).



RECEITA OPERACIONAL

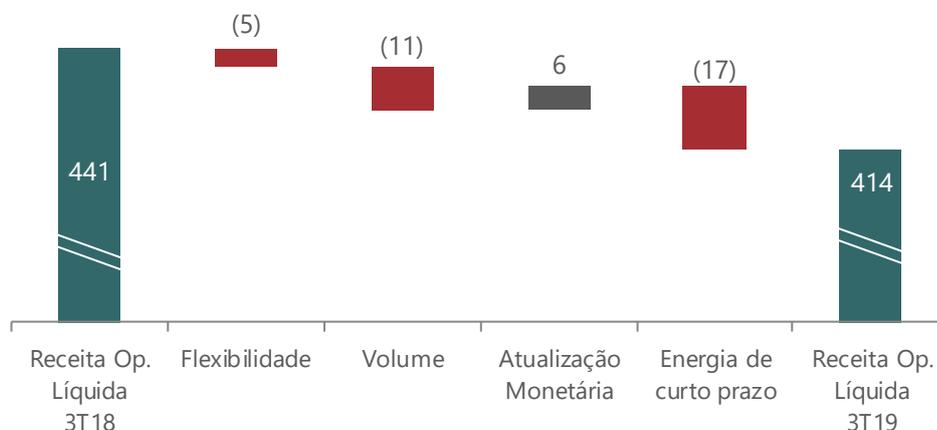
A Receita Operacional Líquida no 3T19 totalizou R\$414 milhões, redução de R\$26 milhões (-7%) em relação ao valor do 3T18, majoritariamente decorrente de:

- **Energia de curto prazo:** Redução de R\$17 milhões devido a nova estratégia de equalização do balanço energético da Companhia combinado com uma gestão otimizada dos recebíveis na CCEE em decorrência da inadimplência sistêmica.
- **Venda de energia – Volume:** Redução de R\$11 milhões 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 (GSF) e;
- **Venda de energia - Flexibilidade:** Redução de R\$5 milhões do volume de venda para indústria (mercado livre) decorrente de condições contratuais previamente acordadas (flexibilidade).

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- **Venda de Energia – Atualização Monetária:** Aumento de R\$6 milhões decorrente de cláusula de reajuste dos contratos com distribuidoras (mercado regulado).

Receita Operacional Líquida 3T18 vs. 3T19 (R\$ milhões)



Em decorrência do novo contrato de concessão da usina de Porto Primavera, renovado em abril de 2019, houve a mudança do regime de concessão da usina, passando de serviço público para produtor independente. Com isso, a partir de junho de 2019 a CESP deixou de incorrer em Reserva Global de Reversão (“RGR”) para a usina de Porto Primavera, de aproximadamente 2,6% sob a Receita Bruta e passará a incorrer em tarifa de Uso do Bem Público (“UBP”) de 2,5% sob a Receita Bruta apenas pelos próximos 5 anos. O reconhecimento do saldo total de UBP a ser pago será amortizado pelos 30 anos de concessão da usina, conforme detalhado na nota explicativa 18 do ITR 3T19.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

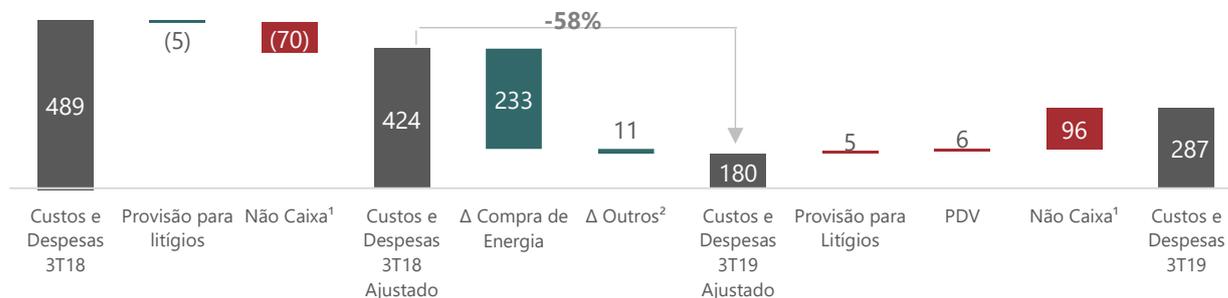
Os Custos e Despesas operacionais totalizaram R\$287 milhões no 3T19, queda de 41% quando comparados ao mesmo período de 2018, quando reportou R\$489 milhões.

Em ambos os trimestres houve efeitos não recorrentes ou não caixa, conforme descritos a seguir:

- **Provisão para litígios:** No 3T19 ocorreu a provisão no montante de R\$5 milhões ocorrida no curso normal da gestão do passivo contencioso da Companhia. No 3T18 ocorreu a reversão de provisão no montante de R\$5 milhões decorrente, principalmente, de obrigações judiciais de empreendimentos das empresas de geração cindidas da CESP, cuja responsabilidade pelo pagamento das ações existentes até 31 de março de 1999 era da CESP.
- **PDV - Programa de demissão voluntária:** No 3T19 houve o impacto de Despesas não recorrentes de R\$6 milhões referente ao programa de Demissão Voluntário ("PDV") da CESP.
- **Outros efeitos não caixa:** Inclui depreciação, amortização, provisões de almoxarifado e de PIS e COFINS. No 3T19 o montante foi de R\$96 milhões e no 3T18 foi de R\$70 milhões.

Excluindo os efeitos não recorrentes e não caixa, os Custos e as Despesas Operacionais no 3T19 totalizaram R\$180 milhões, queda de 58% em relação ao 3T18, quando reportou R\$425 milhões.

Custos e Despesas 3T18 vs. 3T19 (R\$ milhões)



(1) Inclui depreciação/amortização e provisões de almoxarifado e de PIS e COFINS. | (2) Desconsidera custos e despesas com: energia comprada, PDV, depreciação/amortização, provisões, perda estimada de créditos

Em função da mudança de regime de concessão da UHE Porto Primavera e com base na Resolução Homologatória ANEEL nº 559/2013 foi proposto o recálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST") com vigência por dez ciclos tarifários. Foi estabelecido um mecanismo de transição para definição de uma nova TUST, durante dois ciclos tarifários consecutivos, em pesos de 1/3 e 2/3 para as tarifas nova e vigente, respectivamente, e 2/3 e 1/3 para o ciclo posterior. A tarifa para o primeiro período de transição, com vigência a partir de 1º de julho de 2019, foi estabelecida em R\$7.693/kW mês, aumento de 17,6% em relação a tarifa anterior, sendo R\$9.085/kW mês a tarifa estabilizada atualizada.

Vale destacar que diversas frentes de iniciativas para ganhos de eficiência operacional e racionalização de custos e despesas foram tomadas pela Companhia. No 3T19 verificamos redução de 60% nos custos e despesas gerenciáveis, conforme segue:

- **Energia comprada:** Redução de -64% em relação ao 3T18, em linha com a nova estratégia de sazonalização e comercialização adotada pela Companhia.
- **Pessoal e Administradores¹:** Redução de 44%, decorrente da redução de aproximadamente 50% no número de funcionários e da mudança no perfil profissional acompanhado pela reformulação de metas, avaliação de desempenho, desenvolvimento, capacitação profissional, gestão reconhecida pelo selo *Great Place to Work - GPTW*.
- **Serviços de Terceiros, Materiais e Aluguéis:** Queda de 39% pela renegociação de contratos e revisão de processos possibilitando capturar eficiências em custos e operações.

Mais detalhes sobre os custos e despesas estão disponíveis no anexo deste documento, na página 29.

(1) Exclui provisão de participação nos resultados que, em 2018, era contabilizada toda em dezembro e a partir de 2019, a contabilização é feita mensal

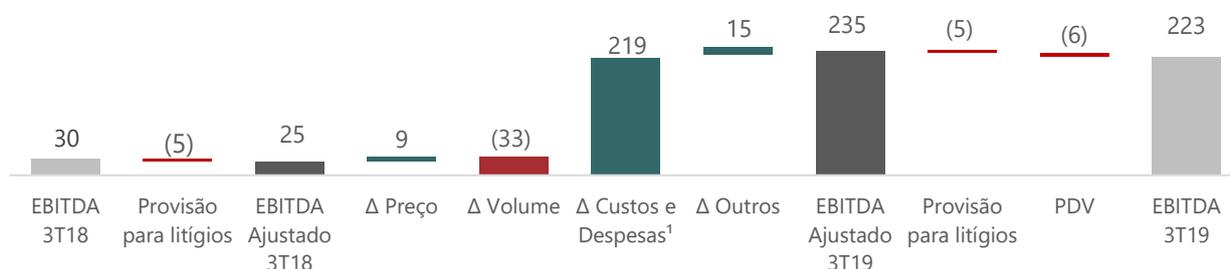
EBITDA

EBIT / EBITDA - R\$ mil	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
Resultado líquido	(7.856)	(102.080)	-92%	(170.101)	235.180	n.m.
IR e Contr. social líquidos	951	55.669	-98%	(6.672)	74.572	n.m.
Resultado financeiro	(135.923)	(108.936)	25%	(287.559)	(341.196)	-16%
= EBIT	127.116	(48.813)	n.m.	124.130	501.804	-75%
Depreciação / amortização	(96.289)	(79.174)	22%	(267.420)	(237.410)	13%
EBITDA	223.405	30.361	n.m.	391.550	739.214	-47%
Programa de demissão voluntária - PDV	(5.955)	-	n.m.	(110.746)	-	n.m.
Provisão para litígios	(5.259)	5.219	n.m.	7.488	300.906	-98%
EBITDA AJUSTADO	234.619	25.142	n.m.	494.808	438.308	13%
Margem EBITDA ajustado	57%	6%	51 p.p.	43%	36%	8 p.p.

O EBITDA Ajustado totalizou R\$235 milhões no 3T19 com margem de 57%, aumento de R\$210 milhões em relação ao mesmo período de 2018.

O aumento no EBITDA Ajustado é explicado, principalmente, pela redução nos custos e despesas advindos majoritariamente da redução no custo com energia comprada parcialmente compensada pela redução na receita devido a nova estratégia de gestão do balanço energético da Companhia e redução dos demais custos e despesas gerenciáveis.

EBITDA 3T18 vs. 3T19 (R\$ milhões)



(1) Exclui provisão para litígios e PDV

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro – R\$ mil	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
Receitas financeiras	9.085	15.153	-40%	63.173	51.334	23%
Despesas financeiras	(145.008)	(124.089)	17%	(350.732)	(392.530)	-11%
Encargos de dívidas	(37.522)	(6.178)	n.m.	(112.088)	(19.131)	n.m.
Atualização do saldo de provisão para litígios	(96.237)	(97.225)	-1%	(225.710)	(298.831)	-24%
Variações cambiais, líquidas	(6.068)	(12.952)	-53%	(3.128)	(64.443)	-95%
Outras despesas financeiras	(5.181)	(7.734)	-33%	(9.806)	(10.125)	-3%
Resultado financeiro	(135.923)	(108.936)	25%	(287.559)	(341.196)	-16%

O resultado financeiro líquido no 3T19 registrou despesa de R\$136 milhões comparado a despesa de R\$109 milhões apresentada no 3T18. O aumento pode ser explicado principalmente, por:

- **Receitas financeiras:** Redução de R\$6 milhões devido ao menor CDI no período.
- **Encargos de dívidas:** Aumento de R\$31 milhões decorrente principalmente do reconhecimento das obrigações da 11ª emissão de Debêntures no montante de R\$1,8 bilhão desembolsada em janeiro de 2019.

Compensando parcialmente pela:

- **Varição cambial:** Redução de R\$6 milhões em variação cambial decorrente dos pagamentos de principal da dívida com o BNDES indexada a variação cambial (cesta de moedas) realizados no curso normal de amortização da dívida.
- **Atualização do saldo de provisão para litígios:** Redução de R\$1 milhão, decorrente da redução em atualização do saldo de provisão para litígios. Cabe ressaltar que desde o 2T19 houve a reclassificação das despesas operacionais com correção monetária sobre provisão para litígios de custos e despesas para despesas financeiras. Os detalhes da reclassificação estão na nota explicativa 3.1 do ITR 3T19.

Instrumentos Financeiros Derivativos

A CESP possui contratos de venda de energia indexados ao dólar que representam aproximadamente 30% de sua receita total. Com a finalidade de mitigar a exposição cambial proveniente desses contratos a Companhia implementou uma estratégia de *hedge* utilizando o instrumento financeiro de *Non-Deliverable Forward* (“NDFs”). A estratégia tem o objetivo de proteger aproximadamente 95% da exposição cambial no período entre setembro de 2019 e dezembro de 2021.

A tabela a seguir reflete a posição dos instrumentos derivativos em 30 de setembro de 2019:

NDFs	Notional (USD mil)	Taxa média cambial a termo (R\$)	Valor justo (MtM) (R\$ mil)
2019	29.000	4,18	9
2020	111.000	4,25	1.314
2021	36.000	4,41	1.381
Total	176.000		2.704

Os valores justos dos instrumentos de *hedge* serão reconhecidos no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou seja liquidada. Após efetiva liquidação, os ganhos ou perdas serão reconhecidos no resultado. Mais detalhes vide nota explicativa 27.5 do ITR 3T19.

RESULTADO LÍQUIDO

No 3T19 o prejuízo líquido foi de R\$8 milhões, contra um prejuízo líquido de R\$102 milhões no 3T18. A evolução do resultado líquido decorre, principalmente, da redução nos custos e despesas decorrente do menor volume de energia comprada e pela disciplina de custos e despesas operacionais, parcialmente compensadas pela maior despesa financeira, decorrente das obrigações provenientes da 11^a emissão de Debêntures da Companhia.

O gráfico a seguir apresenta os principais fatores que influenciaram o resultado líquido do 3T19, a partir do EBITDA ajustado do mesmo período:

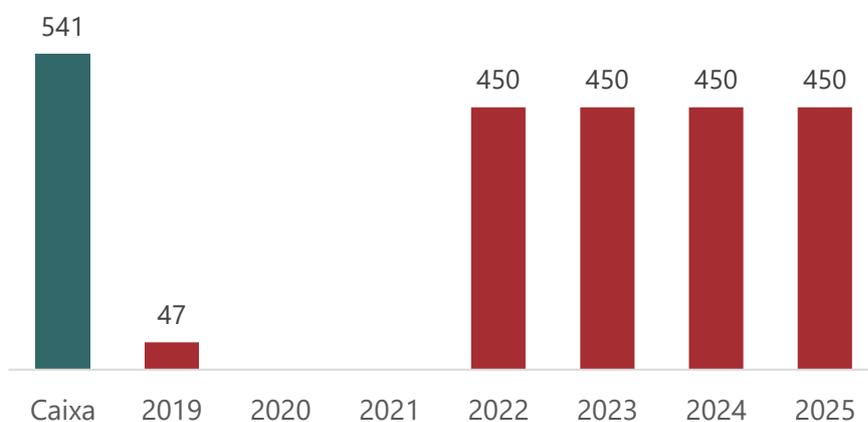


ENDIVIDAMENTO

O endividamento bruto em 30 setembro de 2019 era de R\$1.876 milhões contra R\$164 milhões em 30 de setembro de 2018. O aumento no endividamento decorrente da 11ª emissão de debêntures da Companhia, com o objetivo de pagar a outorga para a renovação da UHE Porto Primavera, 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.

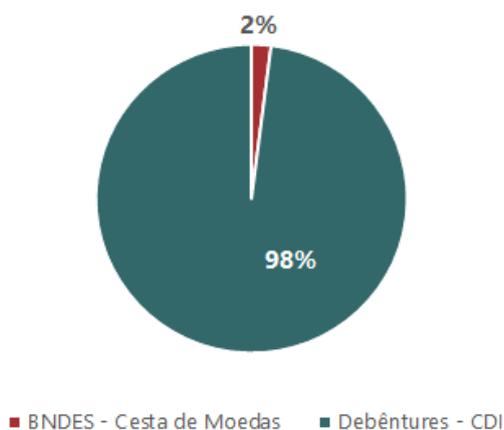
Em 30 de setembro de 2019 o prazo médio da dívida era de 4,5 anos. A dívida bruta está alocada majoritariamente em moeda nacional e indexada ao CDI.

Cronograma de Amortização (R\$ milhões) ⁽¹⁾



(1) Não considera dívida com Eletrobrás no montante de R\$2,2 milhões.

Endividamento bruto por indexador



A posição de caixa e equivalentes de caixa no dia 30 de setembro de 2019 era R\$541 milhões contra R\$310 milhões em 30 de setembro de 2018. Com isso, a dívida líquida totalizou R\$1.331 milhões no 3T19.

Rating

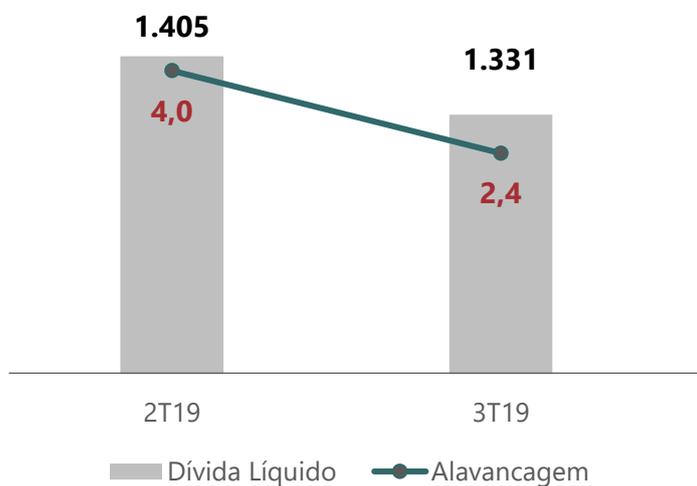
Em julho de 2019 a Standard & Poor's ("S&P") revisou e reiterou o rating global e local da CESP, mantendo conforme detalhado abaixo:

STANDARD & POOR'S	Rating	Outlook	Revisão
	BB- br.AAA	Estável	jul/2019

ALAVANCAGEM

A alavancagem, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA ajustado, que atingiu o pico de 4,0x no segundo trimestre do ano, chegou a 2,4x no terceiro trimestre de 2019.

Dívida Líquida (R\$ milhões) e Alavancagem ⁽¹⁾ (x)



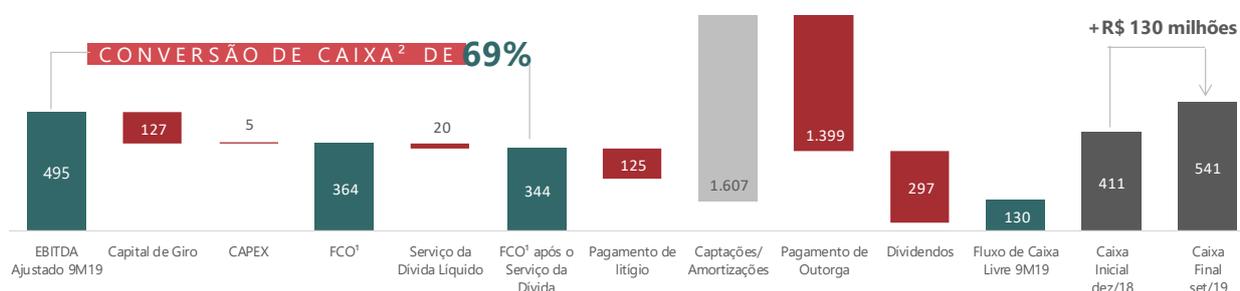
(1) Alavancagem medida pelo ratio Dívida líquida/ EBITDA ajustado UDM.

FLUXO DE CAIXA LIVRE

Fluxo de Caixa - R\$ mil	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
EBITDA ajustado	234.618	25.142	n.m.	494.807	438.308	13%
Capital de giro	(73.882)	2.890	n.m.	(126.709)	(18.360)	n.m.
CAPEX	(915)	(2.810)	-67%	(4.544)	(9.018)	-50%
Fluxo de caixa operacional	159.821	25.222	n.m.	363.554	410.930	-12%
Serviço da dívida líquido	6.222	3.591	73%	(19.850)	2.827	n.m.
Fluxo de caixa operacional após o serviço da dívida	166.043	28.813	n.m.	343.703	413.757	-17%
Pagamento de litígio	(44.455)	(23.173)	92%	(124.835)	(79.768)	56%
Captações	-	-	n.m.	1.777.982	-	n.m.
Amortizações	(46.428)	(40.786)	14%	(171.004)	(145.385)	18%
Pagamento da outorga	-	-	n.m.	(1.398.703)	-	n.m.
Dividendos	-	-	n.m.	(297.164)	(25.573)	n.m.
Fluxo de caixa livre	75.159	(35.146)	n.m.	129.979	163.031	-20%
Saldo de caixa inicial	465.706	508.713	-8%	410.886	310.536	32%
Saldo de caixa final	540.865	473.567	14%	540.865	473.567	14%

O Fluxo de Caixa Livre no 9M19 foi de R\$130 milhões, inferior ao 9M18, principalmente pela: (i) redução no capital de giro decorrente de PDV; (ii) crescimento no serviço da dívida em função da captação R\$1.800 milhões de debêntures realizada no 1T19; (iii) pagamento de contencioso; (iv) pagamento da outorga de Porto Primavera e (v) dividendos pagos.

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)



(1) FCO=Fluxo de Caixa Operacional. | (2) considera conversão de caixa= (FCO após o Serviço da Dívida/EBITDA Ajustado)

INVESTIMENTOS (CAPEX)

No 3T19 os investimentos da CESP foram de R\$1 milhão, destinados majoritariamente para a manutenção de suas usinas hidroelétricas.

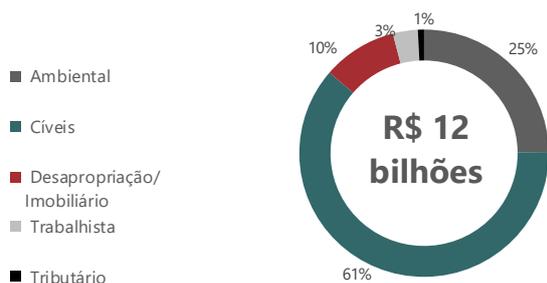
CONTINGÊNCIAS

Ações Judiciais Passivas

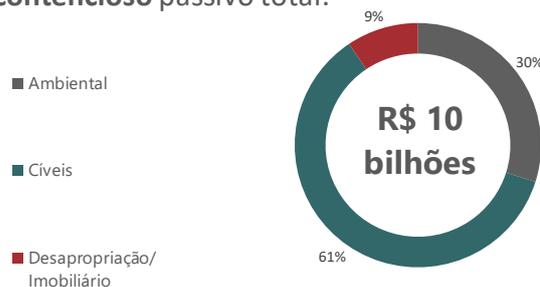
Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva total de aproximadamente de R\$12 bilhões. É importante reforçar a continuidade do processo de avaliação criteriosa do contencioso passivo, inclusive com a contratação de assessores jurídicos e financeiros complementarmente à atuação de nossa equipe própria.

A Companhia revisa constantemente os prognósticos de risco dos processos judiciais, bem como os valores em discussão. Adicionalmente, em uma busca perene por otimizar a gestão e reduzir a contingência judicial passiva, a Companhia qualifica, de forma criteriosa, determinadas ações como “estratégicas” e as submete a um monitoramento próprio e condução por escritórios externos de elevado nível técnico e reputação. Tratamento não menos importante é dado ao restante da carteira contenciosa. Atualmente, o grupo de ações estratégicas abrange 45 processos, que representam, aproximadamente, 81% do contencioso passivo judicial da Companhia e têm o perfil detalhado abaixo:

Perfil do Contencioso Passivo



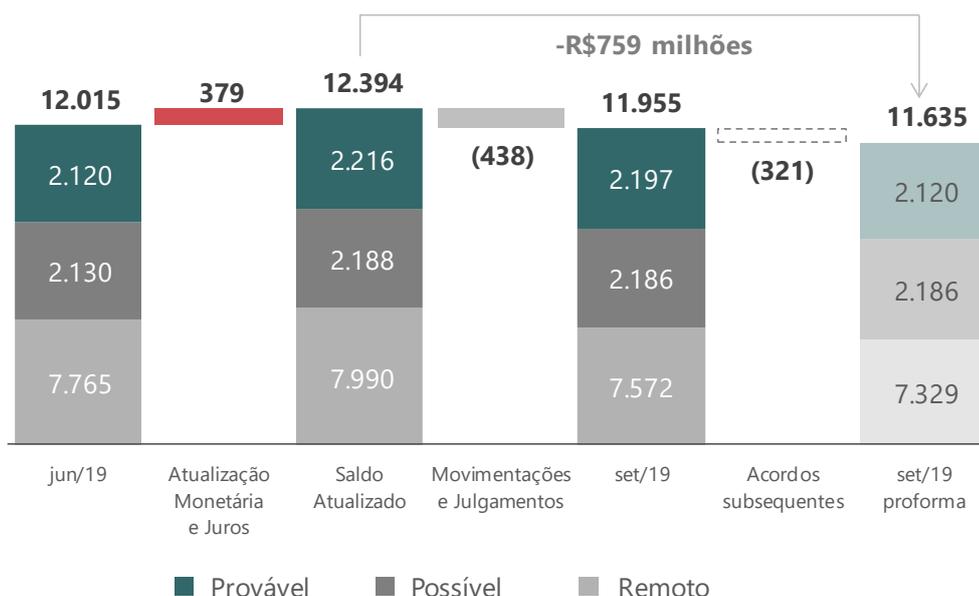
45 casos representam 81% do contencioso passivo total.



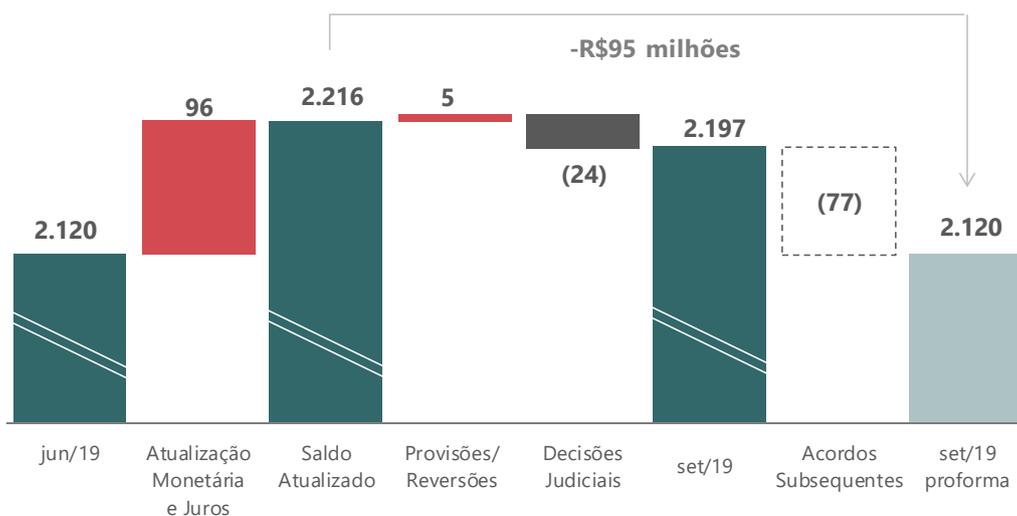
No 3T19, a Companhia avançou em sua gestão dos casos estratégicos, validada por seus assessores externos, que combinada a todas as movimentações do período (vitórias, derrotas, casos novos e encerrados), permitiu à Companhia uma redução de sua contingência de aproximadamente R\$438 milhões, excetuando-se os efeitos da correção monetária.

A referida redução, quando somada a decisão favorável em processo civil e às baixas decorrentes de acordos, realizados após setembro de 2019, compensadas parcialmente, pela readequação dos saldos de contingências passivas avaliadas criteriosamente por assessores jurídicos e financeiros, somam uma queda de R\$759 milhões, conforme demonstrado nos gráficos a seguir:

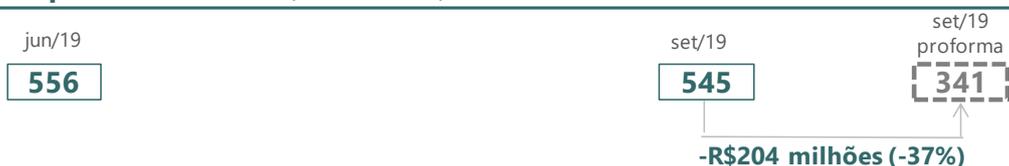
Ações Judiciais Passivas (R\$ milhões)



Variação Provável (R\$ milhões)



Depósitos Judiciais (R\$ milhões)

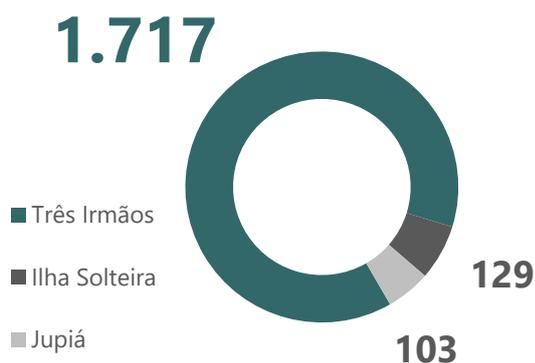


Os acordos judiciais e esforços de substituição de depósitos por garantias resultaram na liberação de depósitos judiciais de, aproximadamente, R\$204 milhões, redução de 39% em relação ao saldo de setembro de 2019.

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 sujeito à indenização no valor de R\$1.949 milhões, que se concentra basicamente nas ações que discutem as indenizações pela reversibilidade das usinas hidrelétricas de Três Irmãos, Jupιά e Ilha Solteira. O gráfico abaixo traz informações mais detalhadas a respeito do contencioso judicial ativo envolvendo a Companhia.

Ações Judiciais Ativas Líquidas Disponíveis para Reversão (R\$ milhões)



O processo de indenização de Três Irmãos (processo nº 45939-32.2014.4.01.3400) está em fase pericial, com discussões a respeito do laudo do perito judicial produzido no caso, que avaliou os ativos reversíveis em **R\$4,7 bi** (a valores históricos de jun/12). O valor avaliado é composto de: Usina: **R\$1,9 bi**, Eclusas e Canal: **R\$1,0 bi** e Terrenos: **R\$1,8 bi**.

Em paralelo à tramitação do caso em 1ª instância, há recurso pendente de julgamento (Recurso Especial nº 1.643.760/SP) no âmbito do Superior Tribunal de Justiça (STJ), interposto pela CESP em dez/16 visando o pagamento imediato, pela União, do valor incontroverso de **R\$1,7 bi** a valores históricos de junho de 2012). Atualmente, aguarda-se a inclusão do recurso em pauta de julgamentos do STJ.

Em relação ao processo envolvendo a reversibilidade dos ativos de Ilha Solteira e Jupιά, em primeira instância foi proferida sentença que julgou a demanda parcialmente procedente, apenas para determinar que a União pague o valor de indenização em parcela única. Não houve acolhimento do pedido da Companhia para majoração do valor de indenização fixado pela União (Usina de Ilha Solteira: R\$2 milhões (valor histórico de junho de 2015) e Usina de Jupιά: a União entendeu que não haveria qualquer valor devido). Após interposição de recurso por ambas as partes, os autos foram remetidos à segunda instância e, atualmente, aguardam por julgamento.

MERCADO DE CAPITAIS

A CESP possui ações Ordinárias ("CESP3") e ações Preferenciais Classes A e B ("CESP5 e CESP6", respectivamente) listadas e negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo ("B3") e integra o Nível 1 de Governança Corporativa, valorizando a ética e transparência no relacionamento com acionistas e demais stakeholders da Companhia. As ações da Companhia integram diversos índices, entre eles o Índice de Governança Corporativa, em que estão listadas as empresas com padrões diferenciados de governança corporativa e o Índice Brasil 100, que reúne as ações mais negociadas na B3.

Em 30 de setembro de 2019 as ações Preferenciais Classe B (CESP6), que representam 64,4% do capital total da Companhia, estavam cotadas em R\$28,50. As ações CESP6 apresentaram uma liquidez média diária de R\$32 milhões no 3T19.

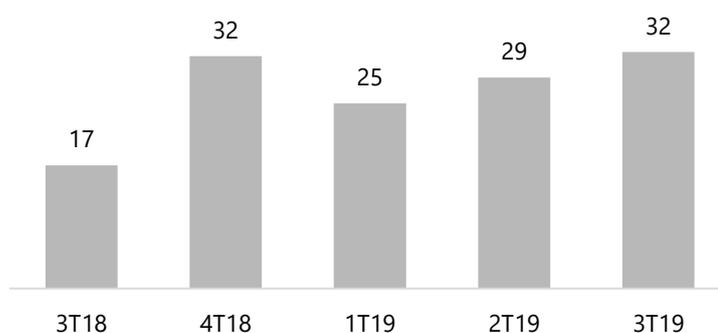
As ações Ordinárias (CESP3), que representam 33,3% do capital, estavam cotadas em R\$25,38. As ações Preferenciais Classe A (CESP5), que representam 2,3% do capital, estavam cotadas em R\$28,00, no mesmo 30 de setembro de 2019.

Desempenho da Ação



Evolução da Liquidez

Volume Financeiro Médio (R\$ milhões)



O valor de mercado da CESP, em 30 de setembro de 2019, era de R\$8,9 bilhões. O *free float* no 3T19 ficou em 60% do total das ações.

EVENTOS SUBSEQUENTES

Extinção do Programa de ADR da CESP

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 30 de outubro de 2019, aprovou a extinção do Programa de ADR Nível I, no mercado de balcão, das ações preferencias A (PNA) e ordinárias (ON) da CESP. O término do programa ocorrerá nos próximos meses e deve-se, principalmente, à baixa negociação dos ADRs.

Plano de Recompra de Ações

Em consonância a aprovação da extinção do programa de ADR da Companhia, o Conselho de Administração aprovou em reunião realizada no dia 30 de outubro de 2019, o Programa de Recompra de Ações em até 218.000 ações preferencias A (PNA) e 40.000 ações ordinárias (ON).

Acordos Judiciais

Durante o mês de outubro foram celebrados acordos judiciais com redução da ordem de R\$321 milhões do total de litígios e de R\$77 milhões das provisões para litígios. A celebração de acordos judiciais e esforços de substituição de depósitos por garantias resultaram na liberação de depósitos judiciais de R\$204 milhões.

ANEXOS – (R\$ mil)

Demonstração dos Resultados (Detalhado)	3T19	3T18	Var. (%)	9M19	9M18	Var. (%)
Receita operacional bruta	476.148	503.824	-5%	1.333.413	1.424.672	-6%
Fornecimento de energia	216.021	220.702	-2%	571.875	565.899	1%
Suprimento de energia - Contratos	129.988	141.091	-8%	344.752	422.011	-18%
Suprimento de energia - Leilões	119.047	113.093	5%	355.385	340.921	4%
Energia de curto prazo	10.438	28.292	-63%	59.468	93.888	-37%
Outras receitas	654	646	1%	1.933	1.953	-1%
Deduções à receita operacional	(61.682)	(63.207)	-2%	(194.952)	(198.660)	-2%
Quota para a reserva global de reversão - RGR	(843)	(1.894)	-55%	(25.460)	(22.453)	13%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(4.164)	(4.401)	-5%	(11.393)	(12.244)	-7%
Imposto sobre serviços - ISS	(32)	(34)	-6%	(101)	(97)	4%
COFINS sobre receitas operacionais	(35.583)	(36.722)	-3%	(97.986)	(103.645)	-5%
PIS sobre receitas operacionais	(7.726)	(7.973)	-3%	(21.273)	(22.502)	-5%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(12.119)	(11.399)	6%	(35.956)	(35.475)	1%
Taxa de fiscalização do setor elétrico - TFSE	(1.215)	(784)	55%	(2.783)	(2.244)	24%
Receita operacional líquida	414.466	440.617	-6%	1.138.461	1.226.012	-7%
Custo do serviço de energia elétrica	(258.322)	(451.276)	-43%	(819.951)	(870.691)	-6%
Lucro operacional bruto	156.144	(10.659)	n.m.	318.510	355.321	-10%
Despesas operacionais	(29.028)	(38.154)	-24%	(194.380)	146.483	n.m.
Gerais e administrativas	(43.097)	(46.004)	-6%	(221.343)	(130.403)	70%
Outras receitas operacionais, líquidas	14.069	7.850	79%	26.963	276.886	-90%
Lucro (prejuízo) operacional antes do resultado financeiro	127.116	(48.813)	n.m.	124.130	501.804	-75%
Receitas financeiras	9.085	15.153	-40%	63.173	51.334	23%
Despesas financeiras	(138.940)	(111.137)	25%	(347.604)	(328.087)	6%
Variações cambiais, líquidas	(6.068)	(12.952)	-1295200%	(3.128)	(64.443)	0%
Resultado financeiro	(135.923)	(108.936)	25%	(287.559)	(341.196)	-16%
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contrib. social	(8.807)	(157.749)	-94%	(163.429)	160.608	n.m.
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	951	55.669	-98%	(6.672)	74.572	n.m.
Total de imposto de renda e contribuição social	951	55.669	-98%	(6.672)	74.572	n.m.
Lucro (prejuízo) líquido	(7.856)	(102.080)	-92%	(170.101)	235.180	n.m.
Lucro (Prejuízo) básico e diluído por ação	(0,02)	(0,31)	-92%	(0,52)	0,72	n.m.

Ativo	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	855.064	854.999
Caixa e equivalentes de caixa	540.865	410.886
Instrumentos financeiros derivativos	1.344	-
Valores a receber	182.662	240.802
Tributos compensáveis	24.312	79.203
Despesas pagas antecipadamente	17.738	15.580
Outros créditos	88.143	108.528
Não circulante	10.794.376	9.471.501
Instrumentos financeiros derivativos	2.563	-
Despesas pagas antecipadamente	-	7.511
Cauções e depósitos judiciais	545.462	536.254
Imposto de renda e contribuição social diferidos	571.603	579.226
Almoxarifado	5.060	4.302
Ativo sujeito à indenização	1.949.430	1.949.430
Outros créditos	1.361	1.361
Investimentos	1.000	-
Intangível	1.588.087	36.800
Imobilizado	6.122.386	6.356.617
Direito de uso sobre contratos de arrendamento	7.424	-
Total do ativo	11.649.440	10.326.500

Passivo e Patrimônio Líquido	30/09/2019	31/12/2018
Circulante	392.722	884.398
Fornecedores	3.546	7.595
Energia comprada para revenda	38.225	167.822
Empréstimos e financiamentos	83.476	214.556
Arrendamento mercantil	1.584	-
Instrumentos financeiros derivativos	911	-
Obrigações estimadas e folha de pagamento	19.195	25.211
Tributos e contribuições sociais	29.289	19.061
Encargos setoriais	112.061	141.742
Dividendos a pagar e juros sobre capital próprio	1.586	298.750
UBP - Uso do bem público	18.297	-
Outras obrigações	84.552	9.661
Não circulante	4.316.021	2.340.036
Empréstimos e financiamentos	1.783.483	1.080
Arrendamento mercantil	6.029	-
Instrumentos financeiros derivativos	292	-
Encargos setoriais	15.899	35.852
UBP - Uso do bem público	167.240	-
Obrigações estimadas e folha de pagamento	3.167	-
Provisão para litígios	2.197.258	2.156.162
Obrigações socioambientais	72.915	72.915
Outras obrigações	69.738	74.027
Patrimônio líquido	6.940.697	7.102.066
Capital social	5.975.433	5.975.433
Reservas de capital	1.929.098	1.929.098
Reservas de lucros	554.588	554.588
Ajustes de avaliação patrimonial	(958.478)	(976.752)
Outros resultados abrangentes	(371.569)	(380.301)
Prejuízos acumulados	(188.375)	-
Total do passivo e patrimônio líquido	11.649.440	10.326.500

NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	3T19			3T18			
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)
Energia comprada	(128.140)	-	(128.140)	(360.813)	-	(360.813)	-64%
Encargos setoriais	(36.658)	-	(36.658)	(32.017)	-	(32.017)	14%
Créditos de PIS/COFINS sobre encargos do sistema de transmissão	10.539	-	10.539	35.298	-	35.298	-70%
Pessoal	(4.696)	(20.401)	(25.097)	(5.864)	(28.603)	(34.467)	-27%
PDV - Programa de demissão voluntária	(1.067)	(4.888)	(5.955)	-	-	-	n.m.
Administradores	-	(364)	(364)	-	(392)	(392)	-7%
Entidade de previdência a empregados	-	(3.364)	(3.364)	-	(2.583)	(2.583)	30%
Materiais	(583)	(948)	(1.531)	(710)	(436)	(1.146)	34%
Serviços de terceiros	(3.390)	(5.826)	(9.216)	(5.809)	(9.982)	(15.791)	-42%
Depreciação/amortização	(94.458)	(1.831)	(96.289)	(77.311)	(1.863)	(79.174)	22%
Outros encargos - ONS/CCEE	-	(1.316)	(1.316)	-	(243)	(243)	n.m.
Aluguéis	(18)	(80)	(98)	-	(1.181)	(1.181)	-92%
Reversão da diferença de quotas RGR 2018 e 2017	-	23.152	23.152	-	-	-	n.m.
Provisão para redução ao valor realizável de almoxarifados	-	339	339	-	132	132	157%
Provisão para litígios	-	(5.259)	(5.259)	-	5.219	5.219	n.m.
Provisão PIS/COFINS sobre atualização de depósitos judiciais	-	91	91	-	8.941	8.941	-99%
Perda estimada de créditos	-	-	-	-	(394)	(394)	n.m.
Custos retardatários	-	(1.492)	(1.492)	-	(1.103)	(1.103)	35%
Outras (despesas) ou receitas	149	(6.841)	(6.692)	(4.050)	(5.666)	(9.716)	-31%
Total	(258.322)	(29.028)	(287.350)	(451.276)	(38.154)	(489.430)	-41%

NATUREZA DOS CUSTOS E DESPESAS	9M19			9M18			
	Custos	Despesas	Total	Custos	Despesas	Total	Var. (%)
Energia comprada	(448.296)	-	(448.296)	(557.456)	-	(557.456)	-20%
Encargos setoriais	(99.675)	-	(99.675)	(94.157)	-	(94.157)	6%
Créditos de PIS/COFINS sobre encargos do sistema de transmissão	37.257	-	37.257	54.506	-	54.506	-32%
Pessoal	(15.756)	(70.492)	(86.248)	(17.593)	(82.465)	(100.058)	-14%
PDV - Programa de demissão voluntária	(9.883)	(100.863)	(110.746)	-	-	-	n.m.
Administradores	-	(1.168)	(1.168)	-	(1.442)	(1.442)	-19%
Entidade de previdência a empregados	-	(10.116)	(10.116)	-	(7.748)	(7.748)	31%
Materiais	(2.321)	(1.380)	(3.701)	(1.802)	(1.339)	(3.141)	18%
Serviços de terceiros	(11.807)	(22.926)	(34.733)	(17.135)	(25.858)	(42.993)	-19%
Depreciação/amortização	(261.829)	(5.591)	(267.420)	(231.947)	(5.463)	(237.410)	13%
Outros encargos - ONS/CCEE	-	(1.784)	(1.784)	-	(722)	(722)	147%
Aluguéis	(18)	(1.541)	(1.559)	-	(3.303)	(3.303)	-53%
Reversão da diferença de quotas RGR 2018 e 2017	-	23.152	23.152	-	-	-	n.m.
Execução Acordo MP-MS	-	-	-	-	(52.000)	(52.000)	n.m.
Provisão para redução ao valor realizável de almoxarifados	-	7.789	7.789	-	255	255	n.m.
Provisão para litígios	-	7.488	7.488	-	300.906	300.906	-98%
Provisão PIS/COFINS sobre atualização de depósitos judiciais	-	(122)	(122)	-	9.782	9.782	n.m.
Perda estimada de créditos	-	(364)	(364)	-	(1.047)	(1.047)	-65%
Provisão para compromissos socioambientais	-	-	-	-	27.585	27.585	n.m.
Custos retardatários	-	(2.099)	(2.099)	-	(2.075)	(2.075)	1%
Outras (despesas) ou receitas	(7.623)	(14.363)	(21.986)	(5.107)	(8.583)	(13.690)	61%
Total	(819.951)	(194.380)	(1.014.331)	(870.691)	146.483	(724.208)	40%