Release de Resultados | 4T19 e 2019

Aquisição de novo projeto de transmissão, ampliação da capacidade instalada e ingresso no segmento de gás natural reforçam a estratégia de consolidação como um dos líderes na infraestrutura energética.

Ebitda atinge R$ 5.163,1 milhões em 2019 – 18,2% acima do apurado em 2018, com lucro líquido de R$ 2.311,1 milhões, praticamente estável em relação ao obtido no ano anterior.

***Payout* equivalente a 100% foi mantido, com proposta de dividendos complementares de R$ 1,1640 por ação.**

Destaques

- A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou, no ano de 2019, receita operacional líquida de R$ 9.804,5 milhões, 11,5% (R$ 1.009,7 milhões) acima do montante apurado em 2018.
- O Ebitda[1] registrado em 2019 foi de R$ 5.163,1 milhões, aumento de 18,2% (R$ 796,5 milhões) em comparação ao ano de 2018. A margem Ebitda foi de 52,7% em 2019, elevação de 3,1 p.p. em relação a 2018.
- O lucro líquido foi de R$ 2.311,1 milhões (R$ 2,8310/ação) no acumulado de 2019, valor 0,2% (R$ 4,3 milhões) abaixo do alcançado em 2018.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R$ 189,5/MWh em 2019, valor 4,5% superior ao registrado em 2018.
- A quantidade de energia vendida no ano de 2019, sem considerar as operações de *trading*, foi de 37.925 GWh (4.329 MW médios), volume 4,1% superior ao comercializado em 2018.
- Em 23 de dezembro, foi anunciada a aquisição de concessão para construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão nos estados do Pará e Tocantins, por até R$ 410,0 milhões.
- A EBE recebeu R$ 351,0 milhões em dividendos, advindos, substancialmente, das reservas de lucros da controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, no 4T19.
- Pelo 15° ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é uma das sete empresas integrantes do ISE desde sua criação, em 2005.

Eventos Subsequentes

- O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R$ 949,7 milhões (R$ 1,1640/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária. O total de proventos relativos a 2019 atingirá R$ 2.197,1 milhões (R$ 2,6928/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado.
- A EBE e o Banco Itaú renovaram a parceria em prol do meio ambiente e do desenvolvimento sustentável. O banco irá compensar 35.354 toneladas de CO_2 relacionadas às emissões de gases de efeito estufa reportadas em 2018, via aquisição de créditos de carbono da Unidade de Cogeração Lages (UCLA).

Florianópolis (SC), 18 de fevereiro de 2020. A ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia”, “EBE” ou “Companhia”) — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e ao período acumulado de doze meses encerrados em 31 de dezembro de 2019 (4T19, 12M19). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7225

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 19/02/2020 às 14:00h
(horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 36.

Visite nosso *Website*
www.engie.com.br/investidores

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado						
(Valores em R$ milhões)	4T19	4T18	Var.	12M19	12M18	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.795,1	2.302,3	**21,4%**	9.804,5	8.794,8	**11,5%**
Resultado do Serviço (EBIT)	1.074,3	903,1	**19,0%**	4.294,9	3.667,1	**17,1%**
Ebitda [1]	1.317,1	1.083,3	**21,6%**	5.163,1	4.366,6	**18,2%**
Ebitda / ROL - (%) [1]	47,1	47,1	**0,0 p.p.**	52,7	49,6	**3,1 p.p.**
Lucro Líquido	617,5	761,6	**-18,9%**	2.311,1	2.315,4	**-0,2%**
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [2]	33,0	36,6	**-3,6 p.p.**	33,0	36,6	**-3,6 p.p.**
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [3]	21,0	23,1	**-2,1 p.p.**	20,8	23,0	**-2,2 p.p.**
Dívida Líquida [4]	10.191,8	6.856,3	**48,6%**	10.191,8	6.856,3	**48,6%**
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	5.185	5.474	**-5,3%**	5.030	4.491	**12,0%**
Energia Vendida (MW médios) [6]	4.546	4.266	**6,6%**	4.329	4.157	**4,1%**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [7]	190,53	185,17	**2,9%**	189,45	181,23	**4,5%**
Número de Empregados - Total	1.429	1.370	**4,3%**	1.429	1.370	**4,3%**
Empregados EBE	1.405	1.322	**6,3%**	1.405	1.322	**6,3%**
Empregados em Projetos em Construção	24	48	**-50,0%**	24	48	**-50,0%**

[1] Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.
[2] ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
[3] ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
[4] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
[5] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
[6] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[7] Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
ISEB3
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia segue empenhada em entregar resultados consistentes no presente, ao mesmo tempo em que avança na construção coletiva, de uma sociedade que alie desenvolvimento e bem comum. Estamos comprometidos em impulsionar essa transformação, cientes de que a criação do futuro passa por mudar a forma como se produz e se consome energia. As conquistas da Companhia em 2019 confirmam o impacto positivo desse compromisso.

> “Todas as mudanças que procuramos alavancar na sociedade não podem ser alcançadas sem o cuidado integral às pessoas que compõem nosso time.”

O ano foi marcado por um ambiente mais favorável ao desenvolvimento dos negócios no país. Adquirimos a Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, em parceria com uma subsidiária da ENGIE S.A. e a Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ). O investimento dos sócios, na ordem de R$ 35 bilhões, foi o maior em mais de 20 anos de atuação da ENGIE no Brasil e consolida nossa posição como uma plataforma de investimentos em infraestrutura de energia, alinhada à proposta de diversificar nossa atuação além das fontes eólica e solar. Ao final do ano, outra aquisição importante: a Novo Estado Energia, detentora de concessão para construção, operação e manutenção de 1,8 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia, nos estados do Pará e Tocantins.

Na implantação, o destaque foi a entrada em operação do Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, que somado ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, em operação comercial desde dezembro de 2018, compõem o maior cluster eólico da ENGIE no Brasil, com investimento total somado de R$ 3,5 bilhões e 686,7 MW de capacidade instalada total. Vale também destacar o início das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul, no Paraná, com cerca de mil quilômetros de extensão, bem como o início da construção do Conjunto Eólico Campo Largo em sua Fase II, integralmente viabilizada por mais de 60 contratos firmados, de forma antecipada, com clientes do mercado livre.

E para estarmos cada vez mais próximos dos clientes, intensificamos, em 2019, o projeto Go To Market, dedicado a aperfeiçoar o relacionamento e as estratégias de atuação com esse grupo de *stakeholders*. Em complemento, reforçamos o entendimento de que, ao adquirir energia da ENGIE Brasil Energia, nossos clientes se integram a uma cadeia de valor que tem na responsabilidade socioambiental seu principal diferencial. Exemplos disso são as parcerias firmadas com a L’Oréal Brasil e Grupo Claro, para fornecimento de energia renovável.

Todas as mudanças que procuramos alavancar na sociedade não podem ser alcançadas sem o cuidado integral às pessoas que compõem nosso time. Em 2019, tornamos ainda mais robusta nossa vigilância quanto à saúde e à segurança dos colaboradores, e como resultado, tivemos mais um ano sem acidentes fatais. Em outra frente, impulsionamos a promoção da diversidade, com destaque para a busca pela igualdade de gênero. Dessa forma, aderimos aos “Princípios de Empoderamento das Mulheres” (WEPs), uma iniciativa da Organização das Nações Unidas (ONU).

O olhar cuidadoso aos interesses de cada parte interessada tem guiado, também, o processo de descarbonização da Companhia, que inclui a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, e da Usina Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul. Apesar da descarbonização apresentar desafios complexos, a transição energética se mostra acelerada e exige que a regulamentação do setor se modernize com celeridade. Embora as questões regulatórias não tenham avançado na agenda legislativa em 2019, estamos confiantes de que, dada sua relevância, a pauta se torne prioritária em 2020.

Como verificado em anos anteriores, o êxito nos novos negócios foi acompanhado de entregas consistentes. Atingimos lucro líquido de R$ 2.311,1 milhões, praticamente estável em relação ao obtido no ano anterior, em virtude, majoritariamente, do impacto dos juros e correções monetárias das dívidas assumidas para viabilizar a expansão recente, o que tende a ser suavizado nos próximos exercícios. A geração de caixa, representada pelo Ebitda, foi bastante positiva: R$ 5.163,1 milhões – aumento de 18,2% frente ao ano passado – atribuível à contribuição dos ativos adquiridos ou que entraram em operação no período, ao desempenho positivo das usinas já operantes, à indenização recebida por descumprimentos contratuais durante as obras da Usina Pampa Sul, bem como à gestão eficiente do portfólio e custos, que caracterizam a disciplina financeira responsável pela solidez do desempenho da Companhia.

Na ENGIE Brasil Energia, a sustentabilidade segue como prioridade, em todos os seus aspectos. No horizonte, está a ampliação e consolidação de nossa posição como uma provedora de infraestrutura de energia. Com o olhar mais à frente, estamos atentos ao vencimento de algumas de nossas concessões em 2028, bem como das concessões de outros operadores que estão por expirar – e que podem representar oportunidades no mercado, assim como foram as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, na região Sudeste, adquiridas em 2017.

Acreditamos no Brasil e estamos trabalhando, todos os dias, para construir prosperidade – a fim de “garantir vidas plenas e prósperas, em harmonia com a natureza”, conforme sugere a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, proposta pela ONU. A mudança necessária ao futuro da sociedade passa pela relação das pessoas com a energia. Uma transformação que estamos liderando, com consistência e ousadia.



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores



Marcelo Cardoso Malta
Diretor Financeiro

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 4T19, conta com 8.710,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 45 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia — em 31 de dezembro de 2019

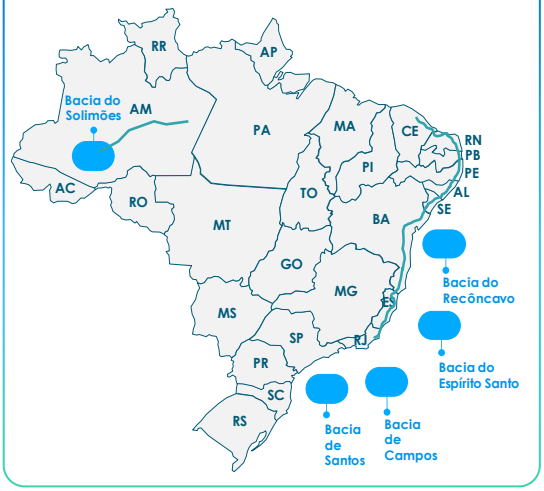
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétricas			**1.202,0**	**1.202,0**		**973,4**
Conjunto Umburanas[2]	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo[3]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	169,6
Conjunto Trairi[4]	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	100,8
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	12,0
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	16,5
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[5]	0,0
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares			**1.126,9**	**1.116,8**		**582,9**
Total			**10.431,2**	**8.710,5**		**4.974,0**

[1] Complexo composto por 3 usinas.
[2] Conjunto composto por 18 centrais eólicas.
[3] Conjunto composto por 11 centrais eólicas.
[4] Conjunto composto por 8 centrais eólicas.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

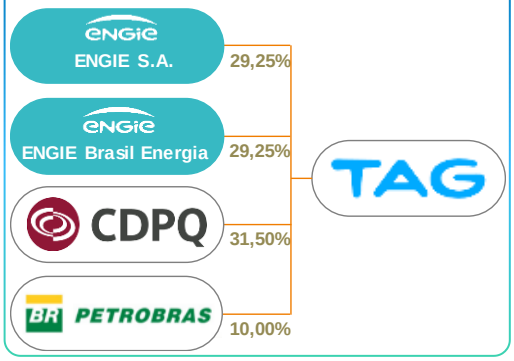
A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

Localização dos Gasodutos da TAG



A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

Estrutura Societária



A presença da EBE no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do *mix* energético brasileiro.

A **TAG encontra-se significativamente contratada** (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

Detalhamento dos Contratos

Gasoduto	Tamanho (km)	Maturidade do Contrato	Término da Autorização	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida*
Gasene	1.401	nov-33	mar-39	30,3	36,9%
Malha NE	2.002	dez-25	mar-39	21,6	24,0%
Pilar-Ipojuca	189	nov-31	nov-41	15,0	6,6%
Urucu-Coari-Manaus	802	nov-30	nov-40	6,3	32,5%
Lagoa Parda-Vitoria	81	Em negociação	mar-39	0,7	0,0%
Total	**4.475,0**			**73,9**	**100,0%**

* Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

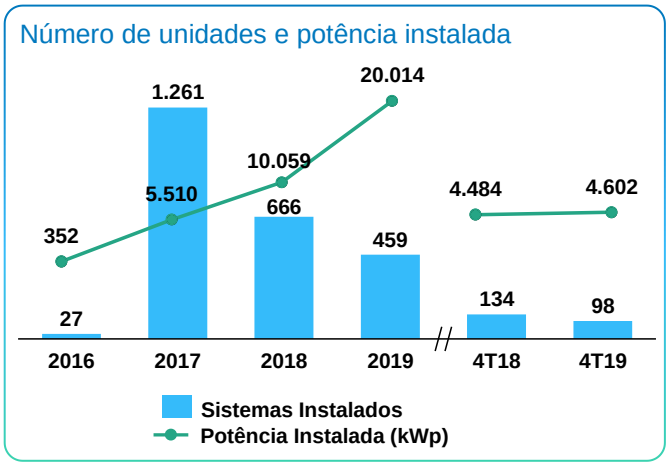
Geração Solar Distribuída

ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída é uma forma de a EBE reafirmar sua atuação no segmento, contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

O Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias dos estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, somado aos programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais, atingiram mais de 3.000 inscritos no perfil residencial e mais de 1.000 inscritos no perfil comercial. Esses programas foram concluídos e novos programas estão sendo avaliados.



Sistema instalado pela EGSD.



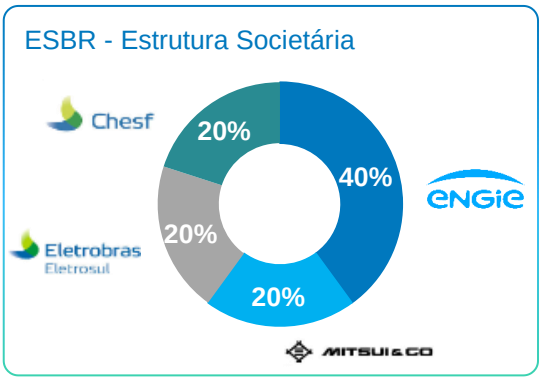
O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada, e representou 91,4% da potência total comercializada no ano de 2019 (40,6 MWp). Esse total de vendas se distribuiu por todo o país, sendo 44,7% na região Sudeste, 24,4% na região Nordeste, 17,3% na região Sul, 7,0% na região Centro-oeste e 6,6% na região Norte.

No 4T19, a EGSD implantou um total de 98 sistemas, com capacidade instalada de 4.602 kWp. No ano de 2019, foram implantados 459 sistemas, com capacidade total de 20.014 kWp, aumento de 99,0% quando comparado aos 10.059 kWp registrados no ano de 2018, em 666 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.413 sistemas instalados, somando 35.935 kWp de capacidade instalada, com presença em 17 estados brasileiros.

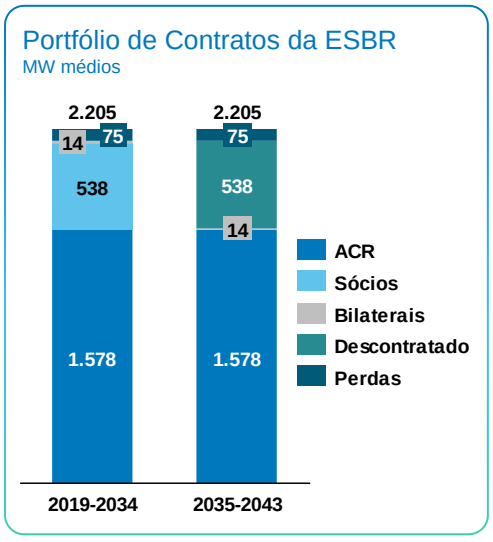
Expansão

Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.



Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.



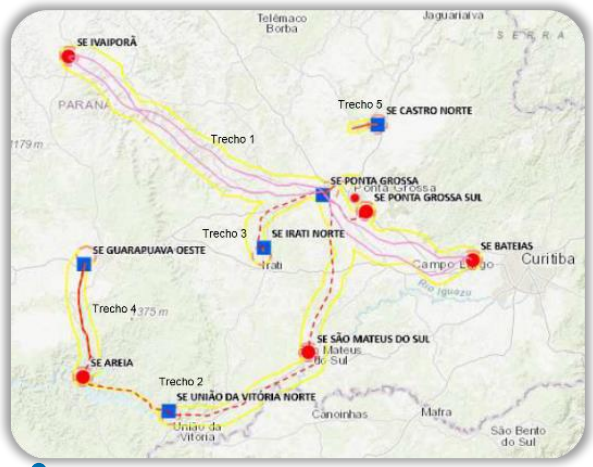
No 4T19, a Usina gerou 1.205,7 MW médios, 25,5% abaixo dos 1.617,7 MW médios gerados no 4T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,8% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.926,4 MW médios, 0,9% acima dos 1.909,5 MW médios de 2018, com FID de 99,7%.

Sistema de Transmissão Gralha Azul. A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

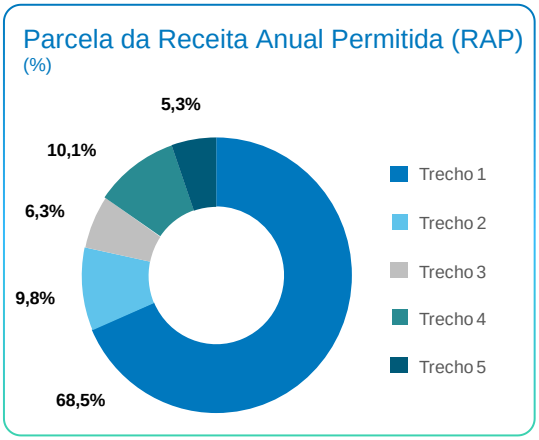
O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. A expectativa de redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel permanece em cerca de 15%.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)	Capex estimado (R$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		**231,7**	**1.700,0**

Valor em dezembro de 2017



Localização das linhas de transmissão e subestações



As atividades de execução dos projetos executivos seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão praticamente concluídas. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e os contratos mais relevantes já celebrados.

A obra da Subestação Ponta Grossa, principal empreendimento do projeto, iniciou em setembro de 2019 e encontra-se em andamento com a atividade de terraplenagem.

Do ponto de vista de licenciamento ambiental, foram emitidas todas as Licenças Prévias do Projeto em 2019, e todas as Licenças de Instalação. Referente ao licenciamento arqueológico, foram obtidas as anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) para instalação de quase todo o empreendimento, com exceção de apenas um seccionamento.

Quanto às atividades fundiárias, cerca de 98% das propriedades já foram negociadas, sendo aproximadamente 65% amigavelmente e 35% encaminhadas para ajuizamento das ações de instituição da faixa de servidão. Encontram-se em andamento os processos de pagamento das indenizações, a instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações onde não houve acordo amigável.

Transmissora Novo Estado Energia. Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brasil Participações S.A., que sagrou-se vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2017, realizado em dezembro de 2017.

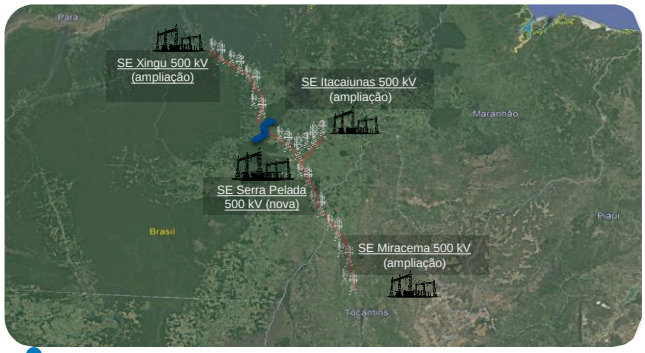
O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento já foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama), e a construção tem início previsto para o primeiro semestre de 2020.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023.

O fechamento da operação está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, e o preço de aquisição das ações é de até R$ 410,0 milhões, sujeito a ajustes até a data de fechamento da operação.

Lote	Localização	RAP Contratada (RS milhões)	Capex estimado (R$ milhões)*
3	Pará (PA) e Tocantins (TO)	313,1	2.800,0
Total		**313,1**	**2.800,0**

Valor em dezembro de 2017



Localização das subestações

Projeto em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	196,5
Total			**361,2**	**361,2**		**196,5**

Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 196,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.



Visão geral da subestação de 230kV

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da EBE ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No quarto trimestre de 2019, houve avanço significativo nas obras civis de acessos e plataformas de montagem. Foram entregues os chumbadores das torres, possibilitando iniciar as fundações dos aerogeradores. Está em andamento a instalação das redes de média tensão que conectam os aerogeradores à subestação coletora. As obras civis, a fabricação e a inspeção dos equipamentos principais da subestação também tiveram avanço significativo no período.

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, de forma a liberar as atividades em todas as áreas do empreendimento.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	800,0	800,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	300,0	300,0
Conjunto Campo Largo - Fase III	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	250,0	250,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	120,0	120,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**2.160,0**	**2.160,0**

Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica. Todos os parques estão localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está com toda documentação necessária para participar dos leilões de energia, incluindo o A-4 e o A-6, agendados para o ano de 2020. O aumento da capacidade nominal dos aerogeradores permitiu a revisão de sua **capacidade instalada total, podendo chegar em 800 MW.**

Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina. A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** O projeto possui Licença Ambiental Prévia e a Companhia está avaliando alternativas de suprimento de gás natural para eventual participação em leilões de energia.



Foto ilustrativa - projeção em 3D do projeto UTE Norte Catarinense

Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial. O projeto está com toda a documentação necessária para participar dos leilões de energia. A exemplo do Conjunto Eólico Santo Agostinho, Umburanas II também teve a capacidade nominal dos aerogeradores revista, podendo alcançar **300 MW de capacidade instalada.**

Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase III). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. O projeto está em processo de licenciamento ambiental, regularizando aspectos fundiários, e será futuramente desenvolvido pela EBE ao lado das Fases 1 e 2 do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias, especialmente durante a operação comercial.

Conjunto Fotovoltaico Assú. Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

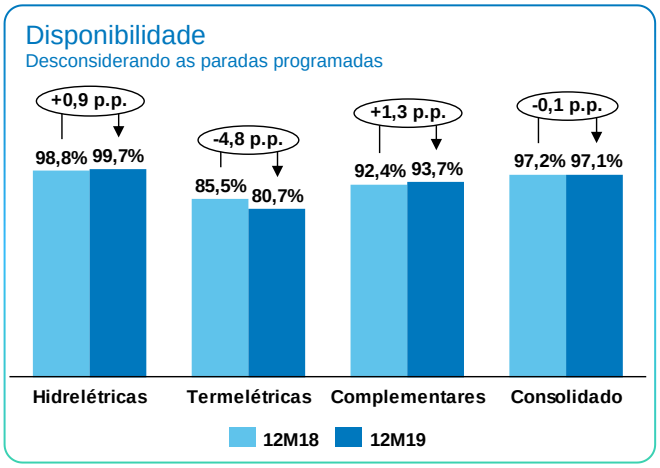
Conjunto Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW**. Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 4T19, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,1%, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 80,1% nas termelétricas e 95,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.



Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 4T19 foi de 89,7%, sendo 92,6% nas usinas hidrelétricas, 63,7% nas termelétricas e 94,6% nas usinas de fontes complementares.

Com as manutenções programadas, o índice de disponibilidade global do 4T19 ficou 2,8 p.p. abaixo do verificado no mesmo período de 2018. A disponibilidade das usinas hidrelétricas teve redução de 1,5 p.p. no trimestre, devido às obras de modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório e aos reparos que estão sendo executados na Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

Em relação às usinas termelétricas, houve redução no índice de disponibilidade, sendo 15,9 p.p. menor em relação ao do 4T18, decorrente do maior período em despacho, além do início do ciclo operacional da Usina Termelétrica Pampa Sul, que apresentou indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação e testes pós-comissionamento.

Já nas usinas complementares, houve um aumento de 9,0 p.p. no índice de disponibilidade em relação ao 4T18, influenciado pelo desempenho operacional verificado nos parques eólicos da Companhia, principalmente devido a entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I.

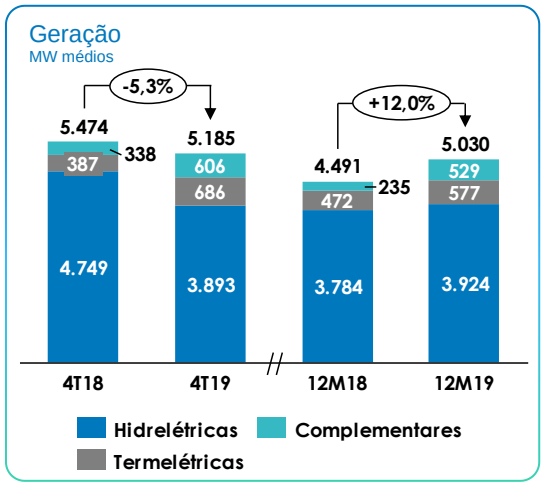
No acumulado de 12 meses de 2019, desconsiderando-se as paradas programadas, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 97,1%, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 80,7% nas termelétricas e 93,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

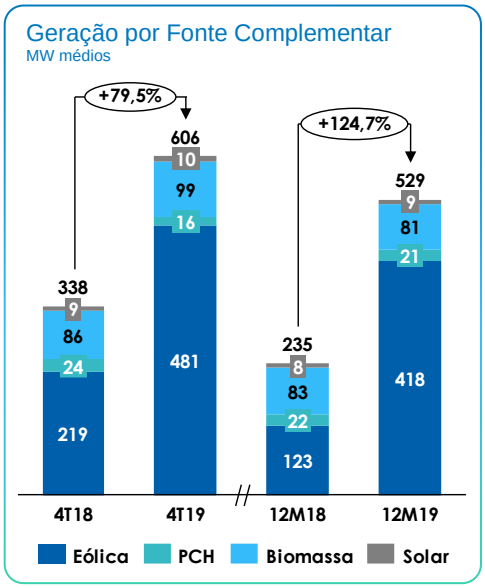
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global **no acumulado de 2019**, foi de 89,7%, sendo 92,4% nas usinas hidrelétricas, 69,1% nas termelétricas e 89,1% nas usinas de fontes complementares. Comparando 2019 ao ano anterior, houve redução de 1,8 p.p. na disponibilidade interna global, sendo reduções de 1,5 p.p. e 4,3 p.p. nas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, e elevação nas complementares em 4,3 p.p. A redução da disponibilidade das usinas hidrelétricas e termelétricas no ano de 2019, em comparação a 2018, deve-se principalmente ao atraso na conclusão da modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, à manutenção no gerador da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguara e à revisão das Unidades Geradoras da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UG's 5 e 6). O aumento da disponibilidade das usinas eólicas deu-se por conta das soluções de pendências pós-comissionamento.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 11.448 GWh (5.185 MW médios) no 4T19, resultado **5,3% inferior** à produção do 4T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.594 GWh (3.893 MW médios); as termelétricas, por 1.515 GWh (686 MW médios); e as complementares, por 1.339 GWh (606 MW médios). Esses resultados representam redução de 18,0% na geração das usinas hidrelétricas, e aumentos de 77,2% e 79,4% nas termelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 4T18.

A redução na geração total das usinas hidrelétricas no 4T19, em comparação ao 4T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas menos favoráveis nas bacias hidrográficas onde se localizam as usinas da Companhia.





A diminuição da oferta hidroenergética foi o principal fator que contribuiu para a elevação do Custo Marginal de Operação (CMO), elevando a necessidade de despacho em carga plena do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda durante grande parte do 4T19, e também pelo fato da entrada em operação comercial da UTE Pampa Sul, que agregou 166 MW médios nesse período.

Já o grande aumento na geração das usinas complementares deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, além do aumento considerável nos índices de disponibilidade e desempenho operacional.

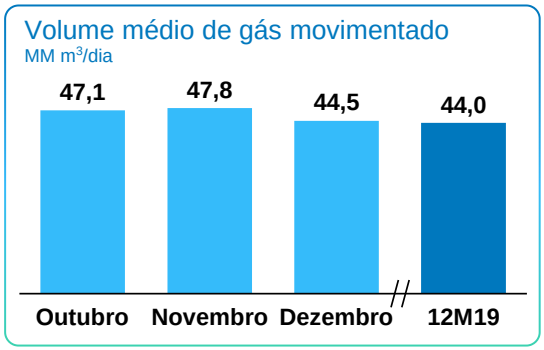
No acumulado de 12 meses de 2019, de modo geral, a entrada em operação comercial de novas usinas (termelétrica e eólicas) contribuiu para que a produção atingisse 44.058 GWh (5.030 MW médios), ou seja, 12,0% superior à 2018, quando o total foi de 39.340 GWh (4.491 MW médios). Em 2019, a produção de todas as fontes foi maior, comparado ao ano anterior, sendo 3,7% nas hidrelétricas, 22,2% nas termelétricas e 124,7% nas complementares.

Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Transporte de Gás

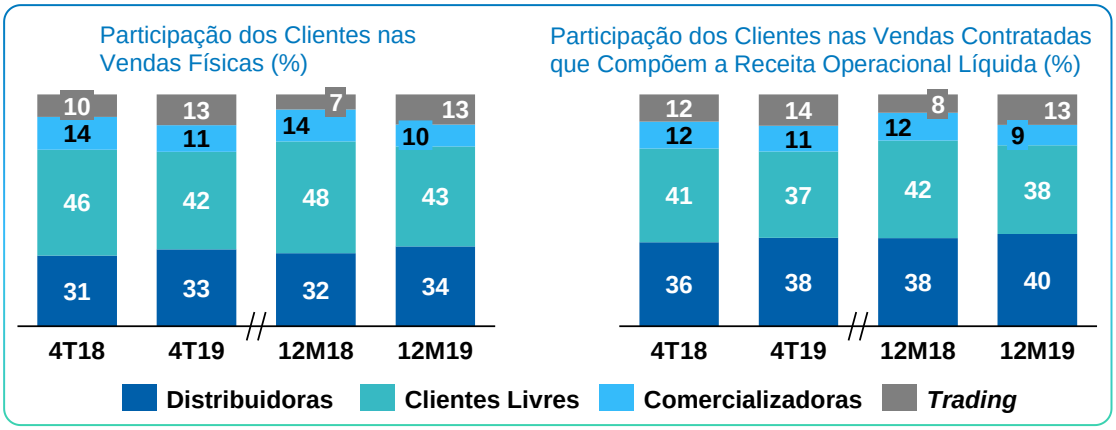
No 4T19 a TAG transportou um volume médio de gás de 46,5 milhões de m^3/dia.



Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 42,1% do total das vendas físicas e 37,2% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), reduções de 3,5 p.p. e 3,3 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M19, os consumidores livres representaram 43,1% das vendas físicas e 38,3% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), quedas de 5,1 p.p. e 3,8 p.p., respectivamente, em comparação a 2018.

A redução das participações de consumidores livres foi motivada pelo início do atendimento a contratos assinados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pelas usinas termelétricas Ferrari e Pampa Sul e pelos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I, Umburanas - Fase I e Trairí, entre os períodos comparados e pelo menor consumo de clientes livres ante as quantidades contratadas.



Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2019**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.706	4.864	4.921	4.917	4.917	4.731				
+ Compras para Revenda	1.376	703	533	374	185	174				
= Recursos Totais (A)	**6.082**	**5.567**	**5.454**	**5.291**	**5.102**	**4.905**				
Vendas Leilões do Governo[1]	2.010	2.010	2.010	2.010	2.005	2.005				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	236,1	212,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	259,4	233,0
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	270,2	242,8
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	243,7	218,9
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	286,6	276,2
1º Leilão de Reserva	12	12	12	12	12	12	158,1	ago-08	284,7	274,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	14	14	14	14	9	9	-	-	279,3	269,1
2014-EN-2019-25	295	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	235,7	211,7
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	261,0	251,5
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	176,4	160,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	223,5	202,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	356,3	323,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	176,7	160,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	148,8	142,0
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	167,8	160,1
+ Vendas Bilaterais	3.295	2.889	2.513	1.917	1.168	683				
= Vendas Totais (B)	**5.305**	**4.899**	**4.523**	**3.927**	**3.173**	**2.688**				
Saldo (A - B)	**777**	**668**	**931**	**1.364**	**1.929**	**2.217**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	190,2	189,3	189,0							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	176,3	178,1	173,0							

[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX → ano de realização do leilão
YY → EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW → ano de início de fornecimento
ZZ → duração do fornecimento (em anos)

[2] Preço de venda, incluindo operações de *trading*, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

[4] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

	Resultado por segmento – 4T19 x 4T18 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração[1]	*Trading*	Transmissão[2]	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
4T19						
Receita operacional líquida	2.374,8	321,6	61,5	37,2	-	2.795,1
Custos operacionais	(1.319,0)	(320,4)	(53,0)	(36,4)	-	(1.728,8)
Lucro bruto	**1.055,8**	**1,2**	**8,5**	**0,8**	**-**	**1.066,3**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(74,4)	(0,7)	-	(2,3)	-	(77,4)
Outras despesas operacionais, líquidas	(1,4)	-	-	-	-	(1,4)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	86,8	86,8
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**980,0**	**0,5**	**8,5**	**(1,5)**	**86,8**	**1.074,3**
4T18						
Receita operacional líquida	1.946,0	275,6	47,7	33,0	-	2.302,3
Custos operacionais	(1.025,0)	(226,4)	(45,4)	(29,3)	-	(1.326,1)
Lucro bruto	**921,0**	**49,2**	**2,3**	**3,7**	**-**	**976,2**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(61,9)	(0,6)	-	(1,4)	-	(63,9)
Outras despesas operacionais, líquidas	(2,7)	-	-	-	-	(2,7)
Impairment[3]	(6,5)	-	-	-	-	(6,5)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**849,9**	**48,6**	**2,3**	**2,3**	**-**	**903,1**
Variação						
Receita operacional líquida	428,8	46,0	13,8	4,2	-	492,8
Custos operacionais	(294,0)	(94,0)	(7,6)	(7,1)	-	(402,7)
Lucro (prejuízo) bruto	**134,8**	**(48,0)**	**6,2**	**(2,9)**	**-**	**90,1**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(12,5)	(0,1)	-	(0,9)	-	(13,5)
Outras despesas operacionais, líquidas	1,3	-	-	-	-	1,3
Impairment	6,5	-	-	-	-	6,5
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	86,8	86,8
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**130,1**	**(48,1)**	**6,2**	**(3,8)**	**86,8**	**171,2**

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

[1] Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").
[2] Segmento representado pelo Sistema de Transmissão Gralha Azul, em fase de construção.
[3] Provisão para redução ao valor recuperável ("*Impairment*").

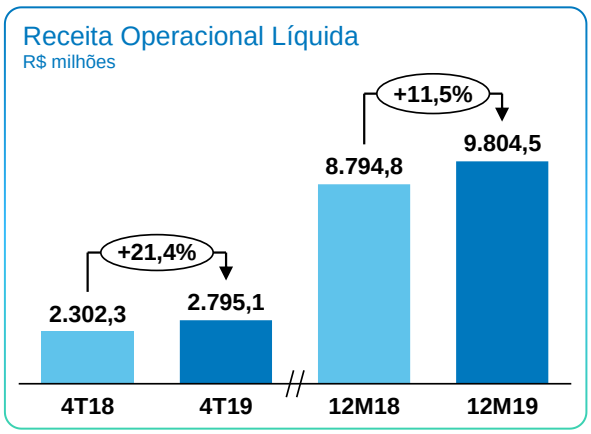
	Resultado por segmento – 12M19 x 12M18 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares[4]	Transporte de Gás	Consolidado
12M19						
Receita operacional líquida	8.427,7	1.109,0	169,9	97,9	-	9.804,5
Custos operacionais	(4.294,1)	(1.111,4)	(151,5)	(96,0)	-	(5.653,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**4.133,6**	**(2,4)**	**18,4**	**1,9**	**-**	**4.151,5**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(243,2)	(2,9)	-	(7,1)	-	(253,2)
Outras receitas operacionais, líquidas	320,4	-	-	-	-	320,4
Impairment	(4,9)	-	-	-	-	(4,9)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	81,1	81,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**4.205,9**	**(5,3)**	**18,4**	**(5,2)**	**81,1**	**4.294,9**
12M18						
Receita operacional líquida	8.095,0	614,9	47,7	37,2	-	8.794,8
Custos operacionais	(4.217,0)	(580,2)	(45,4)	(33,4)	-	(4.876,0)
Lucro bruto	**3.878,0**	**34,7**	**2,3**	**3,8**	**-**	**3.918,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(203,5)	(2,1)	-	(2,1)	-	(207,7)
Outras despesas operacionais, líquidas	(3,7)	-	-	-	-	(3,7)
Impairment	(39,3)	-	-	-	-	(39,3)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	(1,0)	-	(1,0)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**3.631,5**	**32,6**	**2,3**	**0,7**	**-**	**3.667,1**
Variação						
Receita operacional líquida	332,7	494,1	122,2	60,7	-	1.009,7
Custos operacionais	(77,1)	(531,2)	(106,1)	(62,6)	-	(777,0)
Lucro (prejuízo) bruto	**255,6**	**(37,1)**	**16,1**	**(1,9)**	**-**	**232,7**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(39,7)	(0,8)	-	(5,0)	-	(45,5)
Outras receitas operacionais, líquidas	324,1	-	-	-	-	324,1
Impairment	34,4	-	-	-	-	34,4
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	1,0	81,1	82,1
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	**574,4**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,9)**	**81,1**	**627,8**

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

[4] O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Receita Operacional Líquida

	Receita por segmento – 4T19 x 4T18 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares	Consolidado
4T19					
Distribuidoras de energia elétrica	845,4	-	-	-	845,4
Consumidores livres	822,2	-	-	-	822,2
Operações de *trading* de energia	-	298,7	-	-	298,7
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	22,2	-	-	22,2
Transações no mercado de curto prazo	303,8	0,7	-	-	304,5
Comercializadoras de energia elétrica	245,0	-	-	-	245,0
Remuneração dos ativos de concessão	108,3	-	7,1	-	115,4
Receita de construção	-	-	54,4	-	54,4
Receita de serviços prestados	30,1	-	-	-	30,1
Outras receitas	20,0	-	-	37,2	57,2
Receita operacional líquida	**2.374,8**	**321,6**	**61,5**	**37,2**	**2.795,1**
4T18					
Distribuidoras de energia elétrica	715,4	-	-	-	715,4
Consumidores livres	802,0	-	-	-	802,0
Operações de *trading* de energia	-	232,4	-	-	232,4
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	43,2	-	-	43,2
Transações no mercado de curto prazo	90,3	-	-	-	90,3
Comercializadoras de energia elétrica	227,0	-	-	-	227,0
Remuneração dos ativos de concessão	70,3	-	1,1	-	71,4
Receita de construção	-	-	46,6	-	46,6
Receita de serviços prestados	27,9	-	-	-	27,9
Outras receitas	13,1	-	-	33,0	46,1
Receita operacional líquida	**1.946,0**	**275,6**	**47,7**	**33,0**	**2.302,3**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	130,0	-	-	-	130,0
Consumidores livres	20,2	-	-	-	20,2
Operações de *trading* de energia	-	66,3	-	-	66,3
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	(21,0)	-	-	(21,0)
Transações no mercado de curto prazo	213,5	0,7	-	-	214,2
Comercializadoras de energia elétrica	18,0	-	-	-	18,0
Remuneração dos ativos de concessão	38,0	-	6,0	-	44,0
Receita de construção	-	-	7,8	-	7,8
Receita de serviços prestados	2,2	-	-	-	2,2
Outras receitas	6,9	-	-	4,2	11,1
Receita operacional líquida	**428,8**	**46,0**	**13,8**	**4,2**	**492,8**



No 4T19, a receita operacional líquida aumentou 21,4% (R$ 492,8 milhões) quando comparada ao 4T18, passando de R$ 2.302,3 milhões para R$ 2.795,1 milhões. Essa variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) R$ 428,8 milhões (22,0%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelo acréscimo de (i.i) R$ 213,5 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (i.ii) R$ 135,5 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (i.iii) R$ 38,0 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (i.iv) R$ 32,7 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (i.v) R$ 10,8 milhões referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Salto Osório, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairí; e (i.vi) R$ 2,2 milhões de receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguara e Miranda; (ii) R$ 46,0 milhões (16,7%) de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (iii) R$ 13,8 milhões (28,9%) de elevação das receitas relacionadas ao segmento de transmissão; e (iv) R$ 4,2 milhões (12,7%) de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares.

Dos acréscimos observados nos itens (i.i), (i.ii) e (i.iv), R$ 105,9 milhões foram oriundos das operações da Usina Termelétrica Pampa Sul (Pampa Sul), do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I (Campo Largo – Fase I) e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I (Umburanas – Fase I), cujos inícios das operações comerciais ocorreram em 28 de junho de 2019, no segundo semestre de 2018 e no primeiro quadrimestre de 2019, respectivamente.

Desconsiderando-se os efeitos oriundos de Pampa Sul, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (i.v), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia aumentou, no 4T19, R$ 312,1 milhões (16,8%), em relação ao 4T18. Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

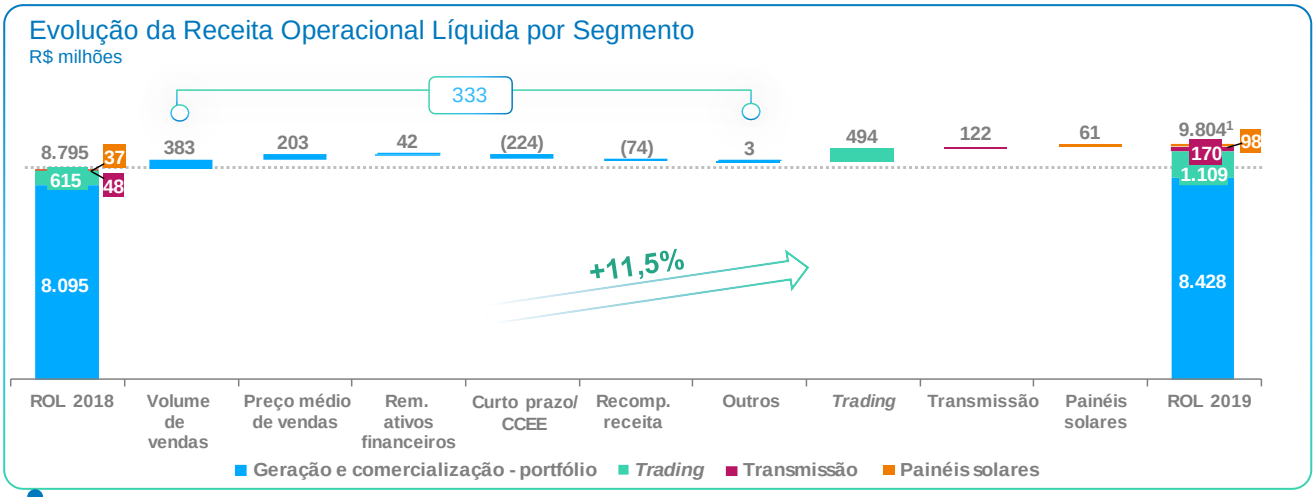
	Receita por segmento – 12M19 x 12M18 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares[5]	Consolidado
12M19					
Distribuidoras de energia elétrica	3.292,7	-	-	-	3.292,7
Consumidores livres	3.164,1	-	-	-	3.164,1
Operações de *trading* de energia	-	1.078,4	-	-	1.078,4
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	23,5	-	-	23,5
Transações no mercado de curto prazo	699,1	7,1	-	-	706,2
Comercializadoras de energia elétrica	728,0	-	-	-	728,0
Remuneração dos ativos de concessão	382,7	-	14,5	-	397,2
Receita de construção	-	-	155,4	-	155,4
Receita de serviços prestados	116,0	-	-	-	116,0
Outras receitas	45,1	-	-	97,9	143,0
Receita operacional líquida	**8.427,7**	**1.109,0**	**169,9**	**97,9**	**9.804,5**
12M18					
Distribuidoras de energia elétrica	2.721,8	-	-	-	2.721,8
Consumidores livres	3.020,1	-	-	-	3.020,1
Operações de *trading* de energia	-	566,3	-	-	566,3
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	43,2	-	-	43,2
Transações no mercado de curto prazo	923,4	5,4	-	-	928,8
Comercializadoras de energia elétrica	856,8	-	-	-	856,8
Remuneração dos ativos de concessão	340,4	-	1,1	-	341,5
Receita de construção	-	-	46,6	-	46,6
Receita de serviços prestados	111,5	-	-	-	111,5
Outras receitas	121,0	-	-	37,2	158,2
Receita operacional líquida	**8.095,0**	**614,9**	**47,7**	**37,2**	**8.794,8**
Variação					
Distribuidoras de energia elétrica	570,9	-	-	-	570,9
Consumidores livres	144,0	-	-	-	144,0
Operações de *trading* de energia	-	512,1	-	-	512,1
Ganhos não realizados em operações de *trading*	-	(19,7)	-	-	(19,7)
Transações no mercado de curto prazo	(224,3)	1,7	-	-	(222,6)
Comercializadoras de energia elétrica	(128,8)	-	-	-	(128,8)
Remuneração dos ativos de concessão	42,3	-	13,4	-	55,7
Receita de construção	-	-	108,8	-	108,8
Receita de serviços prestados	4,5	-	-	-	4,5
Outras receitas	(75,9)	-	-	60,7	(15,2)
Receita operacional líquida	**332,7**	**494,1**	**122,2**	**60,7**	**1.009,7**

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 8.794,8 milhões em 2018 para R$ 9.804,5 milhões em 2019, ou seja, elevação de R$ 1.009,7 milhões (11,5%). Essa variação decorre dos seguintes efeitos: (i) R$ 494,1 milhões (80,4%) de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (ii) R$ 332,7 milhões (4,1%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, por (ii.i) acréscimo de R$ 383,3 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (ii.ii) R$ 202,8 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii.iii) R$ 42,3 milhões de aumento na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (ii.iv) R$ 4,5 milhões de acréscimo nas receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguara e Miranda. Esses acréscimos foram parcialmente atenuados por: (ii.v) redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo, no montante de R$ 224,3 milhões; e (ii.vi) decréscimo de R$ 73,9 milhões de receitas relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade; (iii) R$ 122,2 milhões (256,2%) de aumento relacionado ao segmento de transmissão;

[5] O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

e (iv) R$ 60,7 milhões (163,2%) de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares, a qual passou a ser consolidada em agosto de 2018. Os resultados dos segmentos de *trading* e transmissão serão comentados em item específico.

As variações observadas nos itens (ii.i), (ii.ii) e (ii.v), foram impactadas pelo acréscimo de R$ 574,3 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (ii.vi), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziu R$ 167,7 milhões (2,1%), na comparação entre os anos de 2018 e 2019.



[1] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

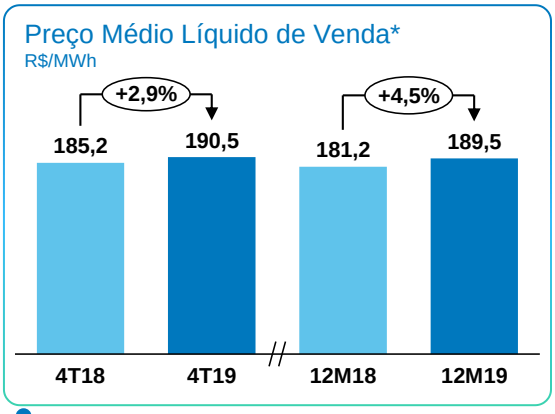
Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

➢ Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R$ 190,53/MWh no 4T19, 2,9% superior** ao obtido no 4T18, cujo valor foi de R$ 185,17/MWh. **Nos 12 meses de 2019**, esse preço foi de **R$ 189,45/MWh, 4,5% superior** ao praticado em 2018, que foi de R$ 181,23/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* de energia que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

Em ambos os períodos comparativos, a elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes e por novas contratações via comercializadoras, que apresentaram preços médios superiores aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuada pelo menor preço médio no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de contratos cujo início do suprimento ocorreu a partir do 1T19, e por novas contratações via consumidores livres com preços médios inferiores aos contratos existentes.

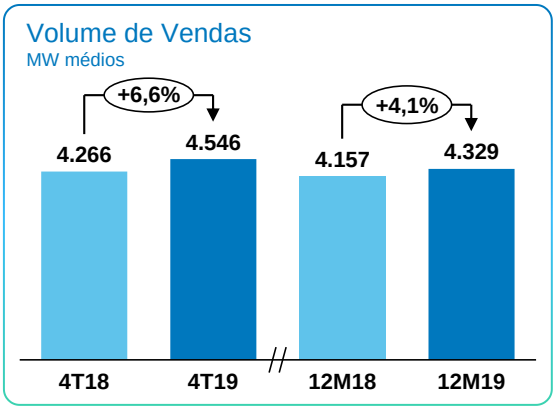


* Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

➢ Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.420 GWh (4.266 MW médios) no 4T18 para **10.037 GWh (4.546 MW médios) no 4T19**, um aumento de 617 GWh (280 MW médios), ou 6,6%, entre os períodos comparados. **Em 2019**, o volume de venda de energia foi de **37.925 GWh (4.329 MW médios)**, contra 36.411 GWh (4.157 MW médios) registrados em 2018, acréscimo de 1.514 GWh (172 MW médios) ou 4,1%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

Os aumentos nos volumes de vendas, trimestral e anual, foram resultantes, substancialmente, da elevação das vendas para distribuidoras, decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova a partir do 1T19 e da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul ao final do 2T19, cuja energia é destinada também ao atendimento de leilões de energia nova, parcialmente atenuada pela redução observada no consumo de clientes livres.



➢ Receita de Venda de Energia Elétrica

- Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 845,4 milhões no 4T19, R$ 130,0 milhões (18,2%) superior aos R$ 715,4 milhões auferidos no 4T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 146,4 milhões — aumento de 666 GWh (301 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 16,4 milhões — redução de 2,3% no preço médio líquido de vendas.

Em 2019, a receita atingiu R$ 3.292,7 milhões, **elevação de R$ 570,9 milhões (21,0%)** em relação ao exercício de 2018, quando foi de R$ 2.721,8 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 592,1 milhões — aumento de 2.694 GWh (307 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R$ 21,2 milhões — redução de 0,8% no preço médio líquido de vendas.

Os aumentos nos volumes de vendas, trimestral e anual, foram motivados, substancialmente, pelo início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari, pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I, Umburanas – Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1T19, e por Pampa Sul.

Os decréscimos nos preços foram motivados por menores preços médios dos leilões mencionados, de contratos cujos suprimentos iniciaram no 1T19, parcialmente suavizados pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes.

- Comercializadoras:

No 4T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 245,0 milhões, R$ 18,0 milhões (7,9%) superior à receita auferida no 4T18, que foi de R$ 227,0 milhões. Esse aumento resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 47,6 milhões — acréscimo de 21,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 29,6 milhões — decréscimo de 160 GWh (72 MW médios) no volume de energia vendida.

No período de 12 meses de 2019, a receita foi de R$ 728,0 milhões, R$ 128,8 milhões (15,0%) inferior à receita auferida em 2018, que foi de R$ 856,8 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 218,4 milhões — decréscimo de 1.237 GWh (141 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 89,6 milhões — acréscimo de 10,5% no preço médio líquido de vendas.

Os decréscimos das quantidades entre os períodos analisados decorreram, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, parcialmente atenuados pelo aumento de consumo dos demais clientes.

As elevações dos preços ocorreram, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela correção monetária dos contratos vigentes.

- Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 20,2 milhões (2,5%) entre os trimestres em análise, passando de R$ 802,0 milhões no 4T18 para R$ 822,2 milhões no 4T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 18,7 milhões — aumento de 111 GWh (51 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 1,5 milhão — acréscimo de 0,2% no preço médio líquido de vendas.

Em 2019, a receita alcançou R$ 3.164,1 milhões, montante R$ 144,0 milhões (4,8%) superior aos R$ 3.020,1 milhões verificados em 2018. Esse acréscimo está relacionado ao que segue: (i) R$ 134,4 milhões — aumento de 4,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 9,6 milhões — incremento de 57 GWh (6 MW médios) no volume de venda de energia.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

O aumento na quantidade de energia vendida foi motivado pelo acréscimo do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, parcialmente atenuado pelo menor consumo de clientes ante as quantidades contratadas.

➢ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T19, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R$ 303,8 milhões, enquanto no 4T18 foi de R$ 90,3 milhões, o que representa um **aumento de R$ 213,5 milhões (236,4%)** entre os trimestres comparados. **Nos 12 meses de 2019**, em relação ao ano anterior, **houve redução de R$ 224,3 milhões (24,3%)** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 923,4 milhões em 2018 para R$ 699,1 milhões em 2019. Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➢ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R$ 70,3 milhões, no 4T18, para R$ 108,3 milhões **no 4T19, aumento de R$ 38,0 milhões (54,1%)**. **Na comparação anual, o acréscimo foi de R$ 42,3 milhões (12,4%)**, passando de R$ 340,4 milhões em 2018 para R$ 382,7 milhões em 2019. Os acréscimos foram motivados, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e da variação do IPCA entre os períodos em comparação.

➢ Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida no 4T19 foi de R$ 30,1 milhões, superior em R$ 2,2 milhões (7,9%) ao montante reconhecido no 4T18, de R$ 27,9 milhões. Em bases anuais, houve acréscimo de R$ 4,5 milhões (4,0%), passando de R$ 111,5 milhões em 2018 para R$ 116,0 milhões em 2019. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

➢ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, **aumentou R$ 4,2 milhões (12,7%)**, passando de R$ 33,0 milhões no 4T18 para **R$ 37,2 milhões no 4T19**. Em bases anuais, houve **acréscimo de R$ 60,7 milhões (163,2%)**, passando de R$ 37,2 milhões em 2018 para **R$ 97,9 milhões em 2019.** O controle da EGSD foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia e motivo pelo qual ocorreu o expressivo aumento em bases anuais.

Custos Operacionais

	Custos por segmento – 4T19 x 4T18 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares	Consolidado
4T19					
Compras de energia	408,4	306,2	-	-	714,6
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	225,7	-	-	-	225,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	133,1	-	-	-	133,1
Combustíveis para geração	84,2	-	-	-	84,2
Royalties	32,5	-	-	-	32,5
Pessoal	65,5	-	-	2,6	68,1
Materiais e serviços de terceiros	95,3	-	-	4,3	99,6
Depreciação e amortização	236,1	-	-	-	236,1
Seguros	21,3	-	-	-	21,3
Custos de construção	-	-	52,9	-	52,9
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	29,5	29,5
Outros custos operacionais, líquidos	16,9	-	0,1	-	17,0
Custos operacionais	**1.319,0**	**320,4**	**53,0**	**36,4**	**1.728,8**
4T18					
Compras de energia	475,4	226,4	-	-	701,8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	-	-	-
Transações no mercado de curto prazo	68,2	-	-	-	68,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	120,5	-	-	-	120,5
Combustíveis para geração	0,9	-	-	-	0,9
Royalties	35,1	-	-	-	35,1
Pessoal	63,3	-	-	2,6	65,9
Materiais e serviços de terceiros	59,4	-	-	4,0	63,4
Depreciação e amortização	171,0	-	-	-	171,0
Seguros	13,7	-	-	-	13,7
Custos de construção	-	-	45,4	-	45,4
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	20,3	20,3
Outros custos operacionais, líquidos	17,5	-	-	2,4	19,9
Custos operacionais	**1.025,0**	**226,4**	**45,4**	**29,3**	**1.326,1**
Variação					
Compras de energia	(67,0)	79,8	-	-	12,8
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	157,5	-	-	-	157,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	12,6	-	-	-	12,6
Combustíveis para geração	83,3	-	-	-	83,3
Royalties	(2,6)	-	-	-	(2,6)
Pessoal	2,2	-	-	-	2,2
Materiais e serviços de terceiros	35,9	-	-	0,3	36,2
Depreciação e amortização	65,1	-	-	-	65,1
Seguros	7,6	-	-	-	7,6
Custos de construção	-	-	7,5	-	7,5
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	9,2	9,2
Outros custos operacionais, líquidos	(0,6)	-	0,1	(2,4)	(2,9)
Custos operacionais	**294,0**	**94,0**	**7,6**	**7,1**	**402,7**

Os custos operacionais aumentaram em R$ 402,7 milhões (30,4%) entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.326,1 milhões no 4T18 **para R$ 1.728,8 milhões no 4T19**. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) incremento no 4T19 de R$ 294,0 milhões (28,7%) em relação ao 4T18, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R$ 94,0 milhões (41,5%) nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) acréscimo de R$ 7,6 milhões (16,7%) de custos no segmento de transmissão; e (iv) aumento de R$ 7,1 milhões (24,2%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD. Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

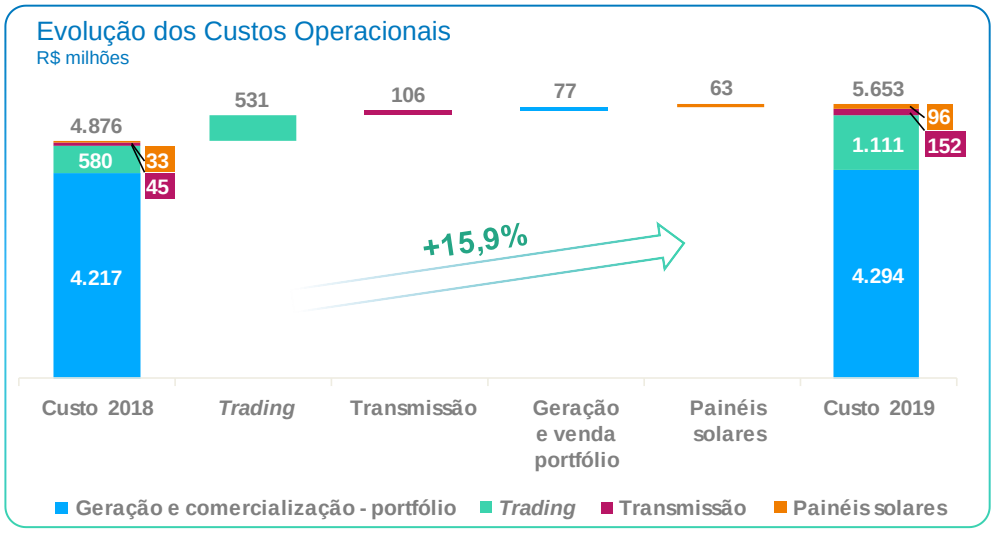
Da variação observada no item (i), destaca-se acréscimo de R$ 147,1 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo — Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 4T19 aumentaram R$ 146,9 milhões (14,8%), em relação ao 4T18.

	Custos por segmento – 12M19 x 12M18 (em R$ milhões)				
	Energia elétrica				
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis solares[6]	Consolidado
12M19					
Compras de energia	1.561,5	1.090,5	-	-	2.652,0
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	421,0	6,7	-	-	427,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	513,7	-	-	-	513,7
Combustíveis para geração	173,0	-	-	-	173,0
Royalties	131,6	-	-	-	131,6
Pessoal	254,7	-	-	10,1	264,8
Materiais e serviços de terceiros	277,6	-	-	16,1	293,7
Depreciação e amortização	844,3	-	-	0,1	844,4
Seguros	65,6	-	-	-	65,6
Custos de construção	-	-	151,3	-	151,3
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	70,8	70,8
Outros custos operacionais, líquidos	51,1	-	0,2	(1,1)	50,2
Custos operacionais	**4.294,1**	**1.111,4**	**151,5**	**96,0**	**5.653,0**
12M18					
Compras de energia	1.746,3	578,6	-	-	2.324,9
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	-	-	-	-
Transações no mercado de curto prazo	572,5	1,6	-	-	574,1
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	461,1	-	-	-	461,1
Combustíveis para geração	152,1	-	-	-	152,1
Royalties	123,2	-	-	-	123,2
Pessoal	218,2	-	-	3,5	221,7
Materiais e serviços de terceiros	198,4	-	-	4,8	203,2
Depreciação e amortização	649,6	-	-	-	649,6
Seguros	39,5	-	-	-	39,5
Custos de construção	-	-	45,4	-	45,4
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	22,8	22,8
Outros custos operacionais, líquidos	56,1	-	-	2,3	58,4
Custos operacionais	**4.217,0**	**580,2**	**45,4**	**33,4**	**4.876,0**
Variação					
Compras de energia	(184,8)	511,9	-	-	327,1
Perdas não realizadas em operações de *trading*	-	14,2	-	-	14,2
Transações no mercado de curto prazo	(151,5)	5,1	-	-	(146,4)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	52,6	-	-	-	52,6
Combustíveis para geração	20,9	-	-	-	20,9
Royalties	8,4	-	-	-	8,4
Pessoal	36,5	-	-	6,6	43,1
Materiais e serviços de terceiros	79,2	-	-	11,3	90,5
Depreciação e amortização	194,7	-	-	0,1	194,8
Seguros	26,1	-	-	-	26,1
Custos de construção	-	-	105,9	-	105,9
Custo da venda de painéis solares	-	-	-	48,0	48,0
Outros custos operacionais, líquidos	(5,0)	-	0,2	(3,4)	(8,2)
Custos operacionais	**77,1**	**531,2**	**106,1**	**62,6**	**777,0**

Em 2019, os custos operacionais atingiram R$ 5.653,0 milhões, superando em R$ 777,0 milhões (15,9%) os custos de 2018, de R$ 4.876,0 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 531,2 milhões (91,6%) nos custos de operações de *trading* de energia; (ii) acréscimo de R$ 106,1 milhões (233,7%) de custos no segmento de transmissão; (iii) incremento, no ano de 2019, de R$ 77,1 milhões (1,8%) em relação ao ano de 2018 nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) aumento de R$ 62,6 milhões (187,4%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD, os quais passaram a ser consolidados em agosto de 2018. Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

Da variação observada no item (iii), destaca-se o acréscimo de R$ 429,7 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziram, em 2019, R$ 352,6 milhões (8,4%), em relação ao ano de 2018.

[6] O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.



Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

➢ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 4T18 e o 4T19 houve redução de R$ 67,0 milhões (14,1%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R$ 238,9 milhões — decréscimo de 1.468,0 GWh (665 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 171,9 milhões — acréscimo de 72,7% no preço médio líquido de compras, que foi de R$ 162,83/MWh no 4T18 para R$ 281,21/MWh no 4T19. Na comparação anual, houve redução de R$ 184,8 milhões (10,6%) nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 280,5 milhões — decréscimo de 1.678,9 GWh (192 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R$ 95,7 milhões — acréscimo de 6,5% no preço médio líquido de compras, que foi de R$ 167,09/MWh em 2018 para R$ 178,00/MWh em 2019.

Os acréscimos observados nos preços de compra foram motivados, principalmente, pela correção monetária do período e, em base trimestral, pela elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado entre os trimestres em comparação, uma vez que o PLD é utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo. Os decréscimos observados nos volumes de compras, nos períodos em comparação, foram motivados, em especial, pela ampliação do parque gerador, com a entrada em operação comercial de Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 157,5 milhões (230,9%). Na comparação anual, os custos foram inferiores em R$ 151,5 milhões (26,5%) entre 2018 e 2019. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 12,6 milhões (10,5%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo impacto foi de R$ 9,6 milhões. Na comparação anual, a elevação foi de R$ 52,6 milhões (11,4%), dos quais R$ 43,9 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas. Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R$ 3,0 milhões (2,7%) entre o 4T18 e o 4T19 e de R$ 8,7 milhões (1,9%) entre 2018 e 2019, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R$ 83,3 milhões na comparação entre o 4T18 e o 4T19, devido, basicamente: (i) ao maior consumo de carvão próprio na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, em R$ 59,2 milhões; (ii) ao consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial de Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R$ 23,5 milhões; e (iii) aos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis. Na comparação anual, houve acréscimo de R$ 20,9 milhões (13,7%) entre 2018 e 2019, motivado, substancialmente, pelos itens (ii), no montante de R$ 53,5 milhões e (iii). Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo reconhecimento em 2018 de custo adicional oriundo de acordo judicial com fornecedor de gás natural de R$ 23,3 milhões na Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), e pela redução no consumo anual de combustíveis na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, no montante de R$ 9,1 milhões. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial da Pampa Sul e do custo adicional da UTWA, o custo com combustíveis apresentaria decréscimo de R$ 9,3 milhões (7,2%).

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** redução de R$ 2,6 milhões (7,4%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres, parcialmente atenuada pelo reajuste anual. Na comparação anual, houve aumento de R$ 8,4 milhões (6,8%), refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas em 2019 e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.

» **Pessoal:** elevações de R$ 2,2 milhões (3,5%) no 4T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, e de R$ 36,5 milhões (16,7%) na comparação entre 2019 e 2018, resultantes, substancialmente, das novas contratações e redução dos custos capitalizados com pessoal durante a execução das obras de construção de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Estas usinas promoveram acréscimo de R$ 8,7 milhões na comparação trimestral e de R$ 21,2 milhões na comparação anual. Desconsiderando o efeito decorrente de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, houve decréscimo de R$ 6,5 milhões (10,4%) no 4T19, em comparação ao 4T18, e acréscimo de R$ 15,3 milhões (7,0%) entre 2019 e 2018. O decréscimo observado na análise trimestral foi motivado, principalmente, por reduções nas despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde de Planos de Desligamentos Voluntários de anos anteriores, parcialmente atenuado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores. Na variação anual, os principais impactos foram o reajuste anual e novas contratações.

» **Material e serviços de terceiros:** elevações de R$ 35,9 milhões (57,1%) no 4T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, e de R$ 79,2 milhões (39,9%) na comparação anual, resultantes, substancialmente, dos acréscimos de R$ 22,1 milhões na comparação trimestral, e de R$ 57,4 milhões na comparação anual, nos custos de operação e manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I e nos custos de manutenção das usinas Jaguara e Miranda, relacionados à GAG melhorias, de R$ 14,0 milhões. Desconsiderando esses efeitos, os custos com material e serviços de terceiros foram reduzidos em R$ 0,3 milhão (0,5%) nos trimestres em análise. Na comparação anual, as operações recorrentes promoveram acréscimo de R$ 7,8 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes no período.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 65,1 milhões (38,1%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, com acréscimo de R$ 51,7 milhões, bem como das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018, que passaram a gerar depreciação após a conclusão das mesmas. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R$ 13,4 milhões (8,6%) no 4T19, em relação ao 4T18. Na comparação anual, o aumento foi de R$ 194,7 milhões (30,0%), dos quais R$ 158,1 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas e R$ 36,6 milhões (5,8%) provenientes, substancialmente, das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018.

» **Seguros:** aumento de R$ 7,6 milhões (55,5%) nos trimestres comparados, dos quais R$ 7,2 milhões decorreram da inclusão da cobertura de seguro das usinas que entraram em operação comercial – Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R$ 0,4 milhão (2,9%) no 4T19, em comparação ao 4T18. Na comparação entre 2018 e 2019, houve aumento de R$ 26,1 milhões (66,1%), dos quais R$ 7,8 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas e R$ 18,3 milhões (46,3%) em decorrência de aumento de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019.

➢ Painéis Solares

Na comparação anual, o acréscimo foi motivado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 48,0 milhões (210,5%) nos custos das vendas e instalação dos painéis solares; (ii) aumento de R$ 11,3 milhões (235,4%) nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (iii) acréscimo de R$ 6,6 milhões nos custos com pessoal (188,6%). Os aumentos foram motivados, substancialmente, pela aquisição integral da controlada EGSD ter ocorrido em agosto de 2018.

Na comparação trimestral, o acréscimo foi motivado, substacialmente, pela elevação nos custos das vendas e instalação dos painéis solares, de R$ 9,2 milhões (45,3%).

Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R$ 48,0 milhões (97,6%), passando de R$ 49,2 milhões no 4T18 para R$ 1,2 milhão no 4T19. Essa redução foi motivada pelos seguintes eventos: (i) R$ 35,2 milhões de impacto negativo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2019 e de 2018; e (ii) R$ 13,5 milhões decorrentes de redução no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo aumento de R$ 0,7 milhão no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou redução de R$ 37,1 milhões (63,9%), passando de lucro de R$ 34,7 milhões em 2018 para prejuízo de R$ 2,4 milhões em 2019. Essa variação foi motivada pelos seguintes efeitos negativos: (i) R$ 33,9 milhões decorrentes da marcação a mercado; e (ii) R$ 3,4 milhões oriundos do resultado das transações no mercado de energia de curto prazo. Esses impactos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R$ 0,2 milhão de resultado positivo nas transações realizadas.

Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão do Sistema de Transmissão Gralha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão.

➢ Receita de Transmissão

A receita do segmento de transmissão de energia aumentou no 4T19, em comparação ao 4T18, **R$ 13,8 milhões (28,9%)**, dos quais: (i) R$ 7,8 milhões correspondem ao aumento da receita de implementação de infraestrutura de transmissão; e (ii) R$ 6,0 milhões decorrem da elevação da remuneração da infraestrutura. **Em base anual, o acréscimo** observado entre 2018 e 2019 **foi de R$ 122,2 milhões (256,2%)**, dos quais: (i) R$ 108,8 milhões correspondem ao incremento na receita de construção; e (ii) R$ 13,4 milhões decorrem do acréscimo na remuneração do ativo de contrato.

Ambos os acréscimos mencionados foram consequência da evolução na execução das obras de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

➢ Custos de Construção

O custo de construção apresentou acréscimo de R$ 7,5 milhões (16,5%) e R$ 105,9 milhões (233,3%), entre os trimestres e anos comparados, respectivamente, relacionados aos custos da construção da infraestrutura do Sistema de Transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Os acréscimos foram motivados pelo avanço na execução das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No 4T19 e no 4T18, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R$ 78,9 milhões** e R$ 22,2 milhões, respectivamente. O montante representa um **acréscimo de R$ 56,7 milhões entre os períodos comparados**, sendo R$ 56,0 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 0,7 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, do aumento de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio, parcialmente reduzida pelos seguintes efeitos negativos: (i) maior impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) resultado negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, cujo efeito se materializou no 4T18; (iii) reconhecimento no 4T18 de recuperação de custos, resultante do recálculo do Fator de Disponibilidade de Geração da UHE Santo Antônio, conforme decisão judicial, que de forma indireta nos afetou positivamente; e (iv) redução da receita no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

No acumulado de 2019, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, **foi positivo em R$ 278,5 milhões**, decréscimo de R$ 76,2 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 354,7 milhões do ano de 2018, sendo R$ 72,8 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R$ 3,4 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) redução de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste entre os anos em análise; (iv) maior geração termelétrica entre os períodos analisados; e (v) aumento da receita no MRE.

Em dezembro de 2018, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2019 em R$ 513,89/MWh e R$ 42,35/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

PLD médio em R$/MWh	4T19	4T18	Var. 4T (%)	12M19	12M18	Var. 12M (%)
Sul	272,82	158,24	72,4%	227,10	287,73	(21,1%)
Sudeste/Centro-Oeste	272,82	158,24	72,4%	227,10	287,73	(21,1%)
Nordeste	272,82	155,63	75,3%	166,73	273,90	(39,1%)

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R$ 13,5 milhões (21,1%) nos trimestres em análise, aumentando de R$ 63,9 milhões no 4T18 para R$ 77,4 milhões no 4T19, em razão da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 12,5 milhões (20,2%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelos seguintes aumentos: (i.i) R$ 7,3 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros (50,2%); e (i.ii) R$ 5,1 milhões de provisões para operações comerciais; (ii) aumento de R$ 0,9 milhão (64,3%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) R$ 0,1 milhão (16,7%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

Em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R$ 45,5 milhões (21,9%) entre 2018 e 2019, saindo de R$ 207,7 milhões em 2018 para R$ 253,2 milhões em 2019, motivadas pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R$ 39,7 milhões (19,5%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i.i) aumento de R$ 17,8 milhões nas despesas com pessoal (17,0%); (i.ii) registro de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins, em 2018, incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R$ 9,9 milhões; (i.iii) R$ 6,3 milhões de incremento nas despesas com materiais e serviços (11,5%); (ii) aumento de R$ 5,0 milhões (238,1%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) R$ 0,8 milhão (38,1%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Os acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas foram consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 8,8% na capacidade instalada entre os anos de 2018 e 2019, passando de 8.004,8 MW em 31 de dezembro de 2018 para 8.710,5 MW em 31 de dezembro de 2019; (ii) da nova dinâmica do mercado, pautada na transição energética e na ampliação do acesso ao mercado livre; e (iii) dos efeitos da inflação nos contratos vigentes e nas despesas com pessoal entre os períodos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções em determinadas despesas, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

Nos trimestres em análise, essa conta apresentou despesa líquida, com redução de R$ 1,4 milhão entre o 4T18 e o 4T19, sendo despesa líquida de R$ 2,7 milhões no 4T18 e de R$ 1,3 milhão no 4T19.

Em base anual, as outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito positivo de R$ 324,1 milhões entre 2018 e 2019, sendo que em 2019 a Companhia reconheceu outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R$ 320,4 milhões, enquanto em 2018 houve reconhecimento de outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R$ 3,7 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R$ 321,0 milhões. O valor recebido está estipulado em contrato e foi apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra.

Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

No 4T19, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R$ 86,8 milhões, oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R$ 317,4 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R$ 109,5 milhões de depreciação e amortização, dos quais R$ 66,5 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R$ 89,9 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R$ 31,2 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro.

Em 2019, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R$ 81,1 milhões, sendo (i) R$ 272,5 milhões de resultado positivo oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R$ 778,9 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R$ 258,3 milhões de depreciação e amortização, dos quais R$ 86,4 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R$ 159,9 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R$ 88,2 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro; e (ii) R$ 191,4 milhões de resultado negativo oriundo da controlada em conjunto Aliança até agosto de 2019 (anteriormente à incorporação), decorrente substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) resultado financeiro negativo de R$ 106,0 milhões, motivado, principalmente, pelos encargos da dívida; (ii.ii) amortização da mais-valia originada na aquisição do controle compartilhado da TAG, no montante de R$ 58,1 milhões; (ii.iii) despesas não recorrentes de R$ 44,7 milhões referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii.iv) efeito positivo nas despesas com IR/CSLL no montante de R$ 20,4 milhões; e (ii.v) outras despesas gerais e administrativas de R$ 3,0 milhões.

A TAG é uma controlada em conjunto da EBE, motivo pelo qual não é consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia, sendo seus efeitos reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG é composto pelos seguintes itens:

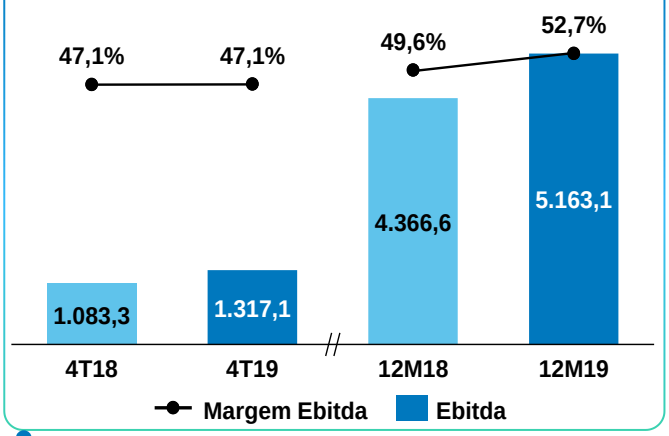
DRE – em R$ milhões	4T19		12M19	
	100%	*Participação da Companhia*	100%	*Participação da Companhia*
Aliança (32,5%)				
Despesas gerais e administrativas	-	-	(325,4)	(105,8)
Amortização mais valia de ativos	-	-	*(178,7)*	*(58,1)*
Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG	-	-	*(137,5)*	*(44,7)*
Outros	-	-	*(9,2)*	*(3,0)*
Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos	**-**	**-**	**(325,4)**	**(105,8)**
Resultado financeiro	-	-	(326,3)	(106,0)
Prejuízo antes dos impostos	**-**	**-**	**(651,7)**	**(211,8)**
Imposto de renda e contribuição social	-	-	62,8	20,4
Prejuízo líquido da Aliança referente ao período de 01/01 a 02/09/2019	**-**	**-**	**(588,9)**	**(191,4)**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da Aliança	**-**		**(191,4)**	
TAG (29,25%)				
Receita operacional líquida	1.325,9	387,8	2.915,7	852,8
Custos dos serviços prestados	(547,4)	(160,1)	(1.002,1)	(293,1)
Lucro bruto	**778,5**	**227,7**	**1.913,6**	**559,7**
Despesas gerais e administrativas	(67,7)	(19,8)	(133,7)	(39,1)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	**710,8**	**207,9**	**1.779,9**	**520,6**
Resultado financeiro	(307,3)	(89,9)	(546,6)	(159,9)
Lucro antes dos impostos	**403,5**	**118,0**	**1.233,3**	**360,7**
Imposto de renda e contribuição social	(106,8)	(31,2)	(301,6)	(88,2)
Lucro líquido da TAG referente ao período de 13/06 a 31/12/2019	**296,7**	**86,8**	**931,7**	**272,5**
Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG	**86,8**		**272,5**	
Impacto na equivalência patrimonial da EBE referente a 2019	**86,8**		**81,1**	

Ebitda e Margem Ebitda

	Ebitda por segmento – 4T19 x 4T18 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
4T19						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	980,0	0,5	8,5	(1,5)	86,8	1.074,3
Depreciação e amortização	242,5	-	-	0,3	-	242,8
Ebitda e Ebitda Ajustado	**1.222,5**	**0,5**	**8,5**	**(1,2)**	**86,8**	**1.317,1**
Margem Ebitda Ajustada	**51,5%**	**0,2%**	**13,8%**	**(3,2%)**	**-**	**47,1%**
4T18						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	849,9	48,6	2,3	2,3	-	903,1
Depreciação e amortização	173,5	-	-	0,2	-	173,7
Ebitda	**1.023,4**	**48,6**	**2,3**	**2,5**	**-**	**1.076,8**
Impairment	6,5	-	-	-	-	6,5
Ebitda Ajustado	**1.029,9**	**48,6**	**2,3**	**2,5**	**-**	**1.083,3**
Margem Ebitda Ajustada	**52,9%**	**17,6%**	**4,8%**	**7,6%**	**-**	**47,1%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	130,1	(48,1)	6,2	(3,8)	86,8	171,2
Depreciação e amortização	69,0	-	-	0,1	-	69,1
Ebitda	**199,1**	**(48,1)**	**6,2**	**(3,7)**	**86,8**	**240,3**
Impairment	(6,5)	-	-	-	-	(6,5)
Ebitda Ajustado	**192,6**	**(48,1)**	**6,2**	**(3,7)**	**86,8**	**233,8**
Margem Ebitda Ajustada	**(1,4 p.p)**	**(17,4 p.p)**	**9,0 p.p**	**(10,8 p.p.)**	**-**	**0,0 p.p**

Entre o 4T19 e o 4T18, o Ebitda aumentou em R$ 233,8 milhões (21,6%), passando de R$ 1.083,3 milhões no 4T18 para R$ 1.317,1 milhões no 4T19. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 135,5 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R$ 86,8 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG; (iii) redução de R$ 67,0 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iv) acréscimo de R$ 56,0 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (v) acréscimo de R$ 44,0 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul; (vi) R$ 32,7 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (vii) R$ 10,8 milhões de acréscimo na recomposição de receita oriunda de sinistros e multas por indisponibilidade; e (viii) redução de R$ 7,5 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Ebitda[1] e Margem Ebitda



[1] Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.

Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) aumento de R$ 83,3 milhões nos custos com combustíveis; (ii) R$ 48,1 milhões oriundos do resultado negativo líquido das operações de *trading* de energia – dos quais R$ 35,2 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado e R$ 7,0 milhões são originados das transações realizadas neste segmento; (iii) incremento de R$ 36,2 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (iv) elevação de R$ 12,6 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (v) aumento de R$ 9,5 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (vi) aumento de R$ 9,2 milhões referentes aos custos relacionados às vendas de painéis solares; e (vii) incremento de R$ 7,6 milhões de custos com seguro.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo Ebitda foi de R$ 80,9 milhões e de R$ 70,2 milhões no 4T19 e no 4T18, respectivamente.

A margem Ebitda consolidada se manteve estável em 47,1% nos trimestres em comparação. Destaca-se que a margem Ebitda foi parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, adquirida em agosto de 2018, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio, desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial mencionadas e os R$ 10,8 milhões de acréscimo na recomposição de receita oriunda de sinistros e multas por indisponibilidade, o Ebitda seria de R$ 1.130,4 milhões no 4T19 e de R$ 959,3 milhões no 4T18 e a margem Ebitda no 4T19 seria de 52,1% e no 4T18, de 51,6%, o que representaria um acréscimo de 0,5 p.p. entre os trimestres em análise.

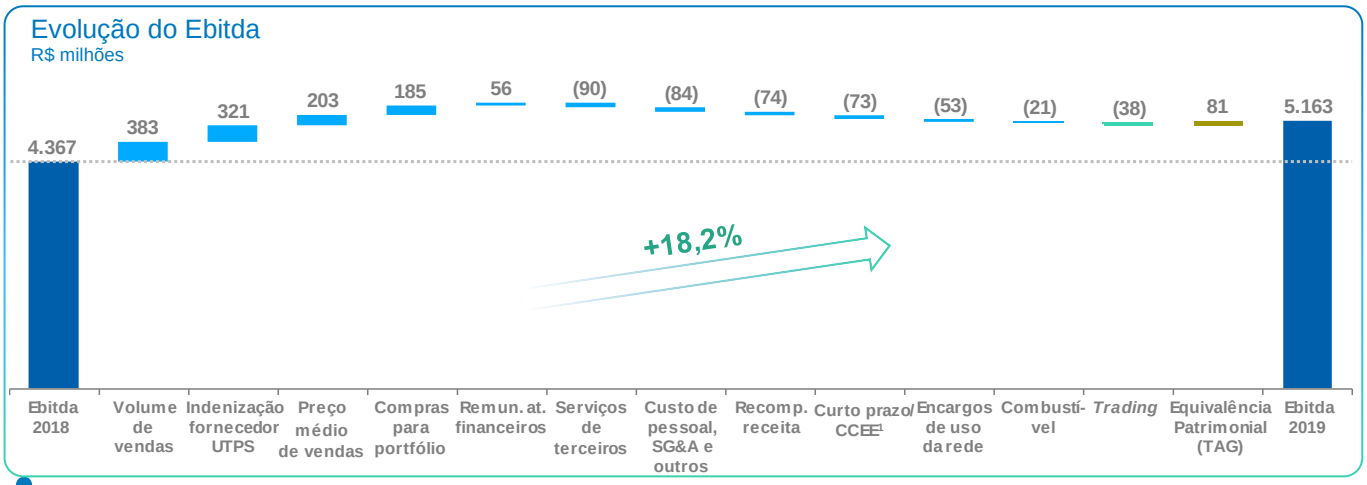
	Ebitda por segmento – 12M19 x 12M18 (em R$ milhões)					
	Energia elétrica					
	Geração	*Trading*	Transmissão	Painéis Solares	Transporte de Gás	Consolidado
2019						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	4.205,9	(5,3)	18,4	(5,2)	81,1	4.294,9
Depreciação e amortização	862,5	-	-	0,8	-	863,3
Ebitda	**5.068,4**	**(5,3)**	**18,4**	**(4,4)**	**81,1**	**5.158,2**
Impairment	4,9	-	-	-	-	4,9
Ebitda Ajustado	**5.073,3**	**(5,3)**	**18,4**	**(4,4)**	**81,1**	**5.163,1**
Margem Ebitda Ajustada	**60,2%**	**(0,5%)**	**10,8%**	**(4,5%)**	**-**	**52,7%**
2018						
Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	3.631,5	32,6	2,3	0,7	-	3.667,1
Depreciação e amortização	660,0	-	-	0,2	-	660,2
Ebitda	**4.291,5**	**32,6**	**2,3**	**0,9**	**-**	**4.327,3**
Impairment	39,3	-	-	-	-	39,3
Ebitda Ajustado	**4.330,8**	**32,6**	**2,3**	**0,9**	**-**	**4.366,6**
Margem Ebitda Ajustada	**53,5%**	**5,3%**	**4,8%**	**2,4%**	**-**	**49,6%**
Variação						
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro	574,4	(37,9)	16,1	(5,9)	81,1	627,8
Depreciação e amortização	202,5	-	-	0,6	-	203,1
Ebitda	**776,9**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,3)**	**81,1**	**830,9**
Impairment	(34,4)	-	-	-	-	(34,4)
Ebitda Ajustado	**742,5**	**(37,9)**	**16,1**	**(5,3)**	**81,1**	**796,5**
Margem Ebitda Ajustada	**6,7 p.p.**	**(5,8 p.p.)**	**6,0 p.p.**	**(6,9 p.p.)**	**-**	**3,1 p.p.**

Na comparação anual entre 2019 e 2018, o Ebitda aumentou em R$ 796,5 milhões (18,2%), passando de R$ 4.366,6 milhões em 2018 para R$ 5.163,1 milhões em 2019. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R$ 383,3 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R$ 321,0 milhões referentes ao reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia; (iii) R$ 202,8 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (iv) R$ 184,8 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (v) R$ 81,1 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG/Aliança; e (vi) acréscimo de R$ 55,7 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) incremento de R$ 90,5 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (ii) redução de R$ 73,9 milhões de receitas não recorrentes relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor; (iii) decréscimo de R$ 72,8 milhões no resultado positivo das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iv) elevação de R$ 52,6 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (v) crescimento de R$ 43,1 milhões de custos com pessoal; (vi) R$ 37,9 milhões oriundos do aumento do resultado negativo líquido das operações de *trading* de energia – dos quais R$ 33,9 milhões decorreram dos efeitos da marcação a mercado e R$ 4,0 milhões são originados das transações realizadas neste segmento; (vii) acréscimo de R$ 37,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (viii) aumento de R$ 20,9 milhões nos custos com combustíveis; e (ix) acréscimo de R$ 3,3 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo Ebitda total foi de R$ 719,0 milhões e de R$ 95,5 milhões nos anos de 2019 e 2018, respectivamente.

A margem Ebitda apresentou acréscimo de 3,1 pontos percentuais, saindo de 49,6% em 2018 para 52,7% em 2019. Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio, desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial e as operações não recorrentes mencionadas acima (itens (ii) dos efeitos positivos e (ii) dos efeitos negativos), o Ebitda seria de R$ 4.343,1 milhões em 2019 e de R$ 4.150,2 milhões em 2018 e a margem Ebitda de 2019 seria de 56,2% e em 2018, de 52,6%, o que representaria um acréscimo de 3,6 pontos percentuais entre os anos em análise.



[1] Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

(Valores em R$ milhões)	4T19	4T18	Var. %	12M19	12M18	Var. %
Lucro líquido	617,5	761,6	-18,9	2.311,1	2.315,4	-0,2
(+) Imposto de renda e contribuição social	50,0	-19,8	-352,5	776,8	652,4	19,1
(+) Resultado financeiro	406,8	161,3	152,2	1.207,0	699,3	72,6
(+) Depreciação e amortização	242,8	173,7	39,8	863,3	660,2	30,8
Ebitda	**1.317,1**	**1.076,8**	**22,3**	**5.158,2**	**4.327,3**	**19,2**
(+) *Impairment*	0,0	6,5	-100,0	4,9	39,3	-87,5
Ebitda ajustado	**1.317,1**	**1.083,3**	**21,6**	**5.163,1**	**4.366,6**	**18,2**

O Ebitda inclui o resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto, TAG, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma frequente e recorrente.

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

A Companhia complementou o *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira, nos montantes de R$ 6,5 milhões no 4T18, R$ 39,3 milhões em 2018 e de R$ 4,9 milhões em 2019. No 4T19, a Companhia não identificou necessidade de reconhecimento ou reversão de provisões para redução ao valor recuperável de ativos.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T19, as receitas financeiras atingiram R$ 35,2 milhões, R$ 17,7 milhões ou 33,5% abaixo dos R$ 52,9 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução de juros sobre valores a receber de terceiros, no montante de R$ 13,4 milhões; e (ii) redução de R$ 4,0 milhões na receita com aplicações financeiras.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R$ 7,6 milhões (4,9%), passando de R$ 154,7 milhões em 2018 para R$ 147,1 milhões em 2019. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) redução de R$ 16,8 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; e (ii) acréscimo de R$ 10,2 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do maior volume de recursos investidos, parcialmente atenuado pela queda na taxa de juros.

Despesas financeiras: as despesas no 4T19 foram de R$ 442,0 milhões, isto é, R$ 227,8 milhões ou 106,3% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R$ 214,2 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 123,7 milhões nos juros e de R$ 16,4 milhões na variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas, em razão, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia, em julho de 2018, maio de 2019 e em agosto de 2019; da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos; e da redução de juros capitalizados, em razão da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I; e (ii) elevações de R$ 85,0 milhões na correção monetária e de R$ 7,0 milhões nos juros sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários entre os períodos em análise.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 854,0 milhões em 2018 para R$ 1.354,1 milhões em 2019, ou seja, R$ 500,1 milhões (58,6%), resultado da combinação, principalmente, dos mesmos efeitos comentados no item acima, sendo os principais impactos promovidos pelo: (i) aumento de R$ 380,1 milhões nos juros e de R$ 70,6 milhões na variação monetária sobre dívidas, e (ii) elevações de R$ 30,1 milhões nos juros e R$ 13,7 milhões na correção monetária sobre as concessões a pagar.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

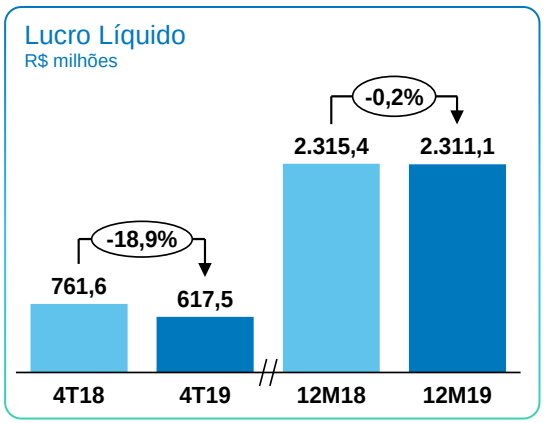
As despesas com IR e CSLL no 4T19 foram de R$ 50,0 milhões, R$ 69,8 milhões (352,5%) superiores ao resultado positivo com IR e CSLL registrado no mesmo trimestre de 2018, de R$ 19,8 milhões, em decorrência principalmente do efeito não recorrente reconhecido no 4T18 causado pela reversão de provisão referente à diferença de tributação entre os regimes tributários, relacionada ao período de janeiro a setembro de 2018, de controladas da Companhia e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018, parcialmente atenuado pelo efeito do maior lucro antes dos impostos auferido no 4T18, em comparação ao 4T19.

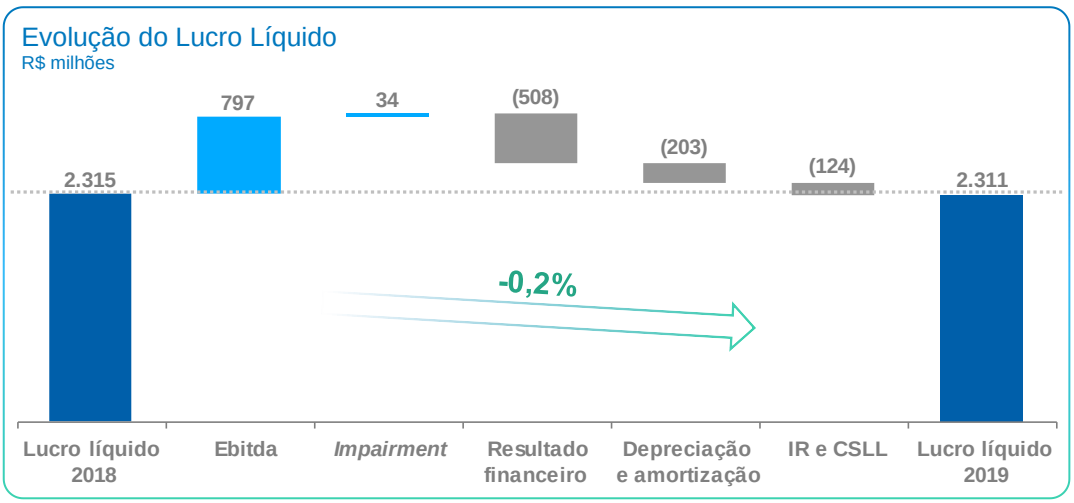
No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 124,4 milhões (19,1%), passando de R$ 652,4 milhões em 2018 para R$ 776,8 milhões em 2019, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos e das alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2019 foi de 25,2%, superior em 3,2 pontos percentuais à taxa apurada em 2018, de 22,0%.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T19 foi de R$ 617,5 milhões, R$ 144,1 milhões ou 18,9% inferior aos R$ 761,6 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R$ 245,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (ii) aumento de R$ 233,8 milhões no Ebitda; (iii) acréscimo de R$ 69,8 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iv) acréscimo de R$ 69,1 milhões da depreciação e amortização; e (v) reconhecimento no 4T18 do *impairment* de ativos de R$ 6,5 milhões.

Em bases anuais, o lucro líquido reduziu de R$ 2.315,4 milhões em 2018 para R$ 2.311,1 milhões, ou seja, decréscimo de R$ 4,3 milhões ou 0,2%. Essa redução é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 796,5 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 507,7 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R$ 203,1 milhões da depreciação e amortização; (iv) acréscimo de R$ 124,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (v) redução do *impairment* de ativos de R$ 34,4 milhões.

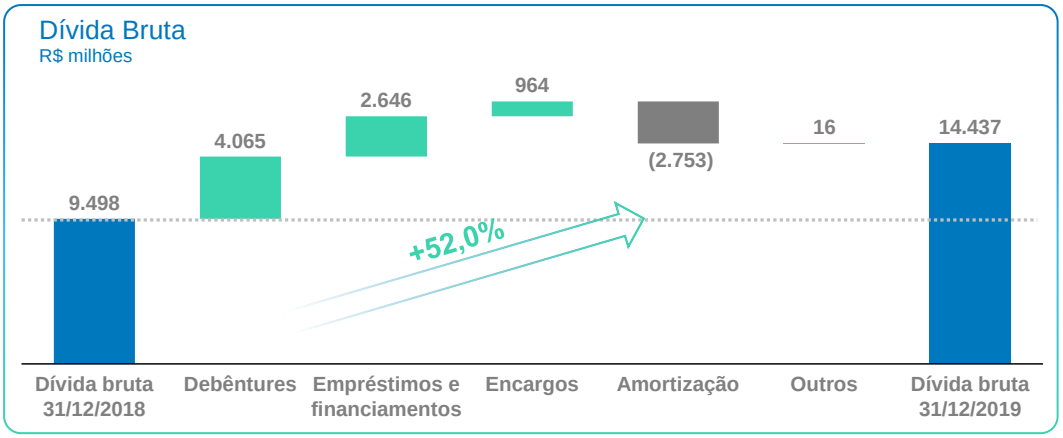


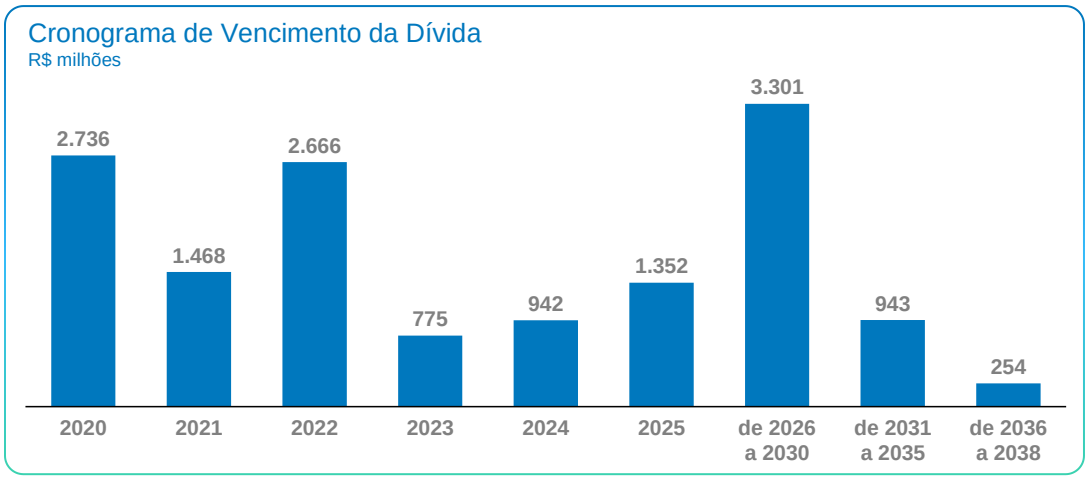


Endividamento

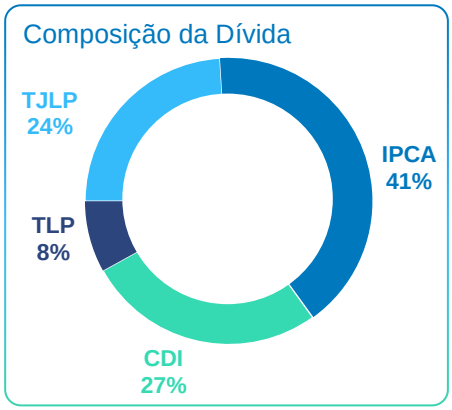
Em 31 de dezembro de 2019, a **dívida bruta total consolidada,** representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 14.436,7 milhões — aumento de 52,0%** (R$ 4.938,4 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2018.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2019: (i) emissão de debêntures no valor de R$ 4.065,0 milhões, com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia e projetos como Assú V, Umburanas – Fase I, Jaguara e Miranda; (ii) saques no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor total de R$ 1.519,3 milhões, destinados à construção dos Conjuntos Eólicos Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase I e da Usina Termelétrica Pampa Sul, à ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (iii) captação de empréstimos no montante de R$ 1.127,2 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior, totalmente protegidos por operações de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iv) geração de R$ 963,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 2.752,7 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.





O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2019 foi **7,6%** (8,6% no fim de 2018).



Em 31 de dezembro de 2019, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 10.191,8 milhões, aumento de 48,6%** em relação ao registrado ao fim de 2018.

Dívida Líquida
R$ milhões

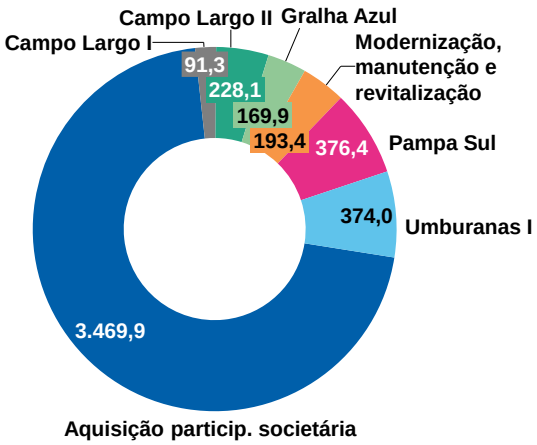
	31/12/2019	31/12/2018	Var. %
Dívida bruta	14.763,1	9.720,2	51,9
Resultado de operações com derivativos	(326,3)	(222,0)	47,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(374,7)	(226,2)	65,6
Caixa e equivalentes de caixa	(3.870,3)	(2.415,8)	60,2
Dívida líquida total	**10.191,8**	**6.856,3**	**48,6**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T19 foram de R$ 254,8 milhões, dos quais (i) R$ 177,5 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (i.i) R$ 64,9 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; (i.ii) R$ 61,4 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R$ 50,6 milhões concentrados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (i.iv) R$ 0,6 milhão em outros investimentos; (ii) R$ 54,6 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 22,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Em 2019, a Companhia investiu R$ 4.903,0 milhões, dos quais (i) R$ 3.469,9 milhões foram destinados à aquisição de participação societária na Aliança, empresa adquirente de 90% da participação societária na TAG; (ii) R$ 1.239,7 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R$ 376,4 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul; R$ 374,0 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I; R$ 228,1 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; R$ 169,9 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e R$ 91,3 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (iii) R$ 138,9 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R$ 54,5 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Investimentos
R$ milhões





Conclusão da modernização da UHE Salto Osório

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 18 de fevereiro de 2020, a proposta de **dividendos complementares** sobre o lucro líquido do exercício de 2019, no montante de **R$ 949,7 milhões (R$ 1,1640046498 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2019 atingirá R$ 2.197,1 milhões (R$ 2,6928163913 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de dezembro de 2019, das 60 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,9% da capacidade total operada pela Companhia. Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial (“Metas ENGIE Brasil Energia de Sustentabilidade”), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade — com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.

Destaques do Trimestre e do Ano

- Com o intuito de aprimorar os mecanismos de denúncias éticas, foi criado um canal externo de reporte/denúncia, que complementa os canais internos atualmente existentes. O acesso se dá pelo site https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil ou telefone 0800 580 2586 (ligação gratuita).
- No dia 9 de dezembro, dia internacional de combate à corrupção, o Comitê de Ética da Companhia, acompanhado do Diretor-Presidente Eduardo Sattamini, promoveu um encontro com os colaboradores da sede, transmitido em tempo real a todos os colaboradores da Companhia, para reiterar o Programa da Ética & Conformidade do Grupo e enfatizar o papel de cada um na construção de um ambiente íntegro para todos.
- A Companhia celebra mais um ano sem acidentes fatais, seja considerando colaboradores próprios ou prestadores de serviços, resultado de esforços constantes de conscientização, prevenção e tratamento de situações de quase-acidentes.
- Em outubro, a Companhia renovou seu compromisso com a Aliança pelos Jovens do Mercosul. A iniciativa busca apoiar a transição dos jovens para a vida profissional, por meio de uma rede de empresas parceiras que criam agendas com iniciativas e programas voltados a esse público. No total, 58 empresas formalizaram o Acordo de Empregabilidade Juvenil do Mercosul, com compromisso de gerar 45 mil oportunidades de desenvolvimento profissional para jovens até 2020.



Acordo de Empregabilidade Juvenil do Mercosul

- A ENGIE Brasil assinou os Princípios de Empoderamento das Mulheres (WEPs na sigla em inglês), uma iniciativa da ONU Mulheres e Organização Internacional do Trabalho (OIT) em parceria com o financiamento da União Europeia. Com isso, ratificou seu comprometimento para um modelo sustentável de participação do setor privado para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) na promoção da igualdade de gênero.

» Com foco na melhoria da mobilidade urbana, saúde dos colaboradores e diminuição de emissões, foi lançada no início de 2019, uma campanha para colaboradores, incentivando a aquisição e o uso de bicicletas. No período, 303 colaboradores de diferentes partes do Brasil optaram pela aquisição das bicicletas elétricas, fruto da campanha. Ao longo do ano, além das bicicletas, foram promovidos cursos de segurança, dicas de como conduzir, uso de capacetes e coletes de sinalização.

» Como forma de mitigação de riscos e adaptação às mudanças do clima, iniciou-se um projeto piloto de abertura automática de comportas do vertedouro da Usina Hidrelétrica São Salvador. O sistema tem por objetivo prevenir a sobrelevação do nível do reservatório, acima do valor máximo normal, durante cenários de alta afluência, considerando a impossibilidade de telecontrole, ou mesmo, de acesso das equipes de operação à Usina.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 4T19 e 4T18 e aos anos de 2019 e 2018, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Temas materiais	Indicador GRI[4]	4T19	4T18	Variação	12M19	12M18	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Priorização de fontes renováveis para a geração de energia - Gestão de Emissões	102-7, EU1	60	41	19	60	41	19
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.431	9.726	7,3%	10.431	9.726	7,3%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.711	8.005	8,8%	8.711	8.005	8,8%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	77,9%	83,6%	-5,7 p.p.	77,9%	83,6%	-5,7 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.228	8.869	4,0%	9.228	8.869	4,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	91,2%	-2,7 p.p.	88,5%	91,2%	-2,7 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	11.448	12.087	-5,3%	44.058	39.340	12,0%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	8.558	10.536	-18,8%	34.895	34.647	0,7%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	74,8%	87,2%	-12,4 p.p.	79,2%	88%	-8,9 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	9.933	11.233	-11,6%	39.006	35.206	10,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	86,8%	92,9%	-6,2 p.p.	88,5%	89,5%	-1,0 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,1%	97,0%	0,2 p.p.	97,1%	97,2%	0,0 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,7%	92,5%	-2,8 p.p.	89,7%	91,6%	-1,8 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Gestão de Emissões - Impulso à prosperidade das comunidades locais - Biodiversidade	304-1, 413-1	96.479	98.854	-2,4%	404.643	414.883	-2,5%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	22.639	28.862	-21,6%	90.673	106.865	-15,2%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	1,054	0,961	9,7%	1,013	0,945	7,2%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,139	0,068	104,9%	0,116	0,099	17,0%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	- Segurança das equipes e das comunidades - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]		403-2	1,700	2,690	↓	1,720	1,390	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5]		403-2	0,000	0,550	↓	0,630	1,640	↓
24	Responsabilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade - Impulso à prosperidade das comunidades locais	201-1, 413-1	1.498,0	1.280,7	17,0%	4.179,0	3.497,0	19,5%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	507,1	623,2	-18,6%	2.609,0	1.837,0	42,0%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	2.144,9	1.310,5	63,7%	9.375,0	8.798,0	6,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	1.400,0	950,0	47,4%	2.490,0	1610,0	54,7%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	2.775,0	1.597,0	73,8%	2.535,0	1597,0	58,7%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	2.444,2	1.607,4	52,1%	2.546,0	1607,4	58,4%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	2.035,5	738,4	175,7%	2.286,0	1.430,9	59,8%

Notas:
[1] Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras).
[2] Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
[3] Números em 31/12/2019.
[4] GRI: *Global Reporting Initiative*, versão Standards e complemento setorial G4.
[5] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
[6] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
[7] Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Tal segmento passou por revisão em 2017, para aumento das exigências gerais do regulamento do segmento, e a Companhia tem, desde então, empreendido esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho multidisciplinar foi composto para endereçar o tema e, como primeiros resultados obtidos, houve a aprovação, na Assembleia Geral de Acionistas, ocorrida em abril desse ano, do novo Estatuto Social, cuja principal implicação foi o estabelecimento do Comitê de Auditoria, com a participação de, no mínimo, um Conselheiro Independente. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado em distribuições semestrais.

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. O referido Comitê, atuou no processo de aquisição da participação na Transportadora Associada de Gás - TAG.

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Em dezembro de 2018, a 32ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de capital com emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 4 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

Desempenho das Ações – EGIE3

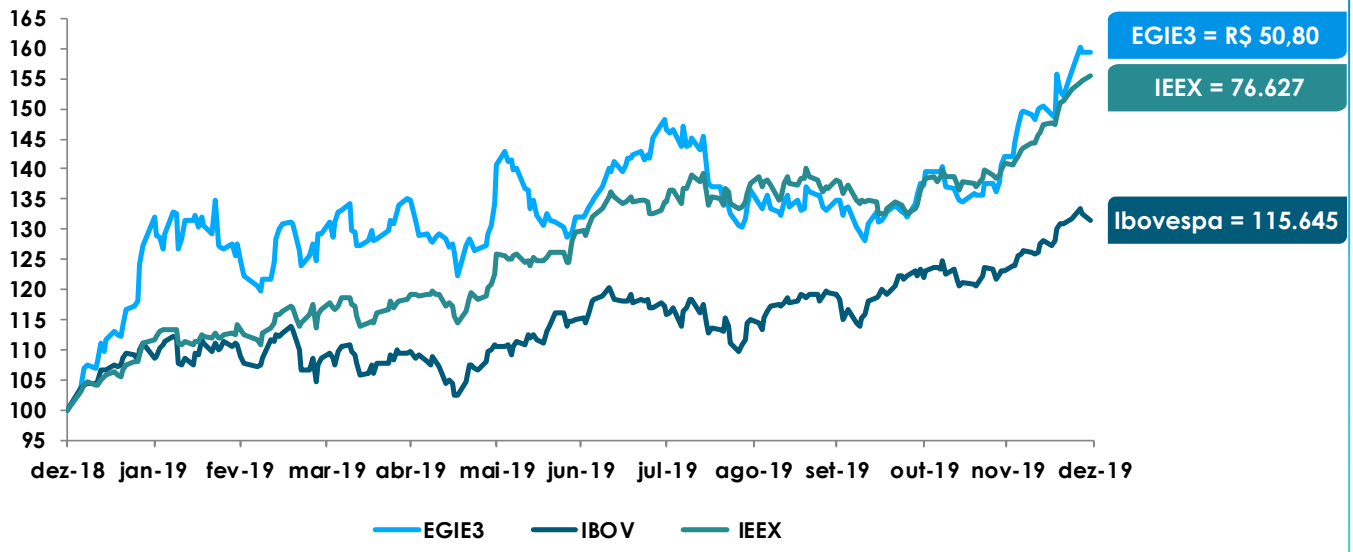
O desempenho da bolsa de valores brasileira foi marcado pela melhora das perspectivas econômicas domésticas com a aprovação da reforma da previdência, a taxa de juros básica em seu menor patamar histórico e a aceleração na geração de vagas de trabalho no último trimestre do ano. Além disso, foi fortalecido pelos sinais de um acordo para acabar com a guerra comercial entre China e Estados Unidos, reflexo sentido nas principais bolsas do mundo.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 18,3% no quarto trimestre de 2019, acima do desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que valorizou 12,5%, e do Ibovespa, que cresceu 10,4% e chegou ao recorde histórico de 116 mil pontos, no fim do mesmo período. No acumulado do ano de 2019, a valorização das ações da Companhia foi de 53,9%, ligeiramente abaixo do desempenho do IEEX, que cresceu 55,5%, e muito acima da valorização de 31,6%, registrada pelo Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 59,0 milhões no 4T19, 18,0% acima do registrado no 4T18, quando atingiu R$ 49,9 milhões. No acumulado do ano de 2019, o volume médio de negociação alcançou R$ 60,0 milhões, acréscimo de 56,1% em relação ao ano de 2018, quando atingiu R$ 38,5 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de dezembro de 2019 cotadas a R$ 50,80/ação**, o que confere à Companhia valor de mercado de R$ 41,4 bilhões.**

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2018)



Próximo Evento

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

Teleconferência com *Webcast*
(Em português — tradução simultânea para inglês)

Data: 19 de fevereiro de 2020
Horário: 14:00h (horário de Brasília)
Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971
Senha para os participantes: ENGIE

Webcast

Os *links* de acesso estarão disponíveis no *website* da Companhia (www.engie.com.br), na seção Investidores.

Replay disponível de 19 a 25 de fevereiro de 2020. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 39693562 (português) e 48361188 (inglês).

Reunião Apimec

São Paulo
Data: 19 de fevereiro de 2020
Horário: 8:45h (horário de Brasília)
Local: Blue Tree Premium Faria Lima – Av. Brigadeiro Faria Lima, 3989 – Vila Olímpia

Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

ANEXO I
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	**6.745.671**	**4.556.677**
Caixa e equivalentes de caixa	3.870.261	2.415.792
Contas a receber de clientes	1.451.227	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	166.833	98.978
Indenização de seguro a receber	10.719	74.780
Estoques	220.964	125.681
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	115.131	3.135
Ganhos não realizados em operações de *trading*	288.771	116.202
Depósitos vinculados	4.856	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	296.232	277.502
Ativo não circulante mantido para venda	4.829	13.728
Outros ativos circulantes	300.759	225.455
Ativo Não Circulante	**23.389.907**	**19.178.868**
Realizável a Longo Prazo	**3.814.007**	**3.230.556**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	311.577	256.464
Ganhos não realizados em operações de *trading*	42.695	44.429
Depósitos vinculados	381.064	232.450
Depósitos judiciais	102.878	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	115.686	130.776
Ativo financeiro de concessão	2.411.942	2.317.608
Ativo de contrato	217.611	47.698
Direito de uso de ativos	161.866	-
Outros ativos não circulantes	68.688	103.410
Investimentos	**2.948.920**	**-**
Imobilizado	**15.330.211**	**14.635.467**
Intangível	**1.296.769**	**1.312.845**
Total	**30.135.578**	**23.735.545**

ANEXO II
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO

(Valores em R$ mil)	31/12/2019	31/12/2018
Passivo Circulante	**5.979.644**	**4.170.261**
Fornecedores	765.020	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.197.924	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	1.637.691	454.513
Debêntures	1.204.469	210.369
Arrendamentos a pagar	19.824	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	176.395	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	104.855	104.410
Obrigações trabalhistas	106.005	99.572
Perdas não realizadas em operações de *trading*	258.305	98.047
Concessões a pagar	145.136	84.931
Provisões	8.579	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	42.909	35.369
Outros passivos circulantes	312.532	246.624
Passivo Não Circulante	**17.157.114**	**13.244.707**
Empréstimos e financiamentos	7.181.363	5.854.915
Debêntures	4.739.535	3.200.437
Arrendamentos a pagar	114.483	-
Perdas não realizadas em operações de *trading*	20.644	19.395
Concessões a pagar	3.091.354	2.765.538
Provisões	288.301	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	364.253	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	941.468	768.814
Outros passivos não circulantes	415.713	262.866
Patrimônio Líquido	**6.998.820**	**6.320.577**
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	2.123.245	1.106.277
Ajustes de avaliação patrimonial	(30.739)	307.261
Participação de acionista não controlador	3.666	4.391
Total	**30.135.578**	**23.735.545**

ANEXO III
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	4T19	4T18	Var. %	12M19	12M18	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.795.124**	**2.302.321**	**21,4**	**9.804.478**	**8.794.792**	**11,5**
Custos Operacionais	**(1.728.820)**	**(1.326.090)**	**30,4**	**(5.652.963)**	**(4.875.986)**	**15,9**
Compras de energia	(728.822)	(701.839)	3,8	(2.666.211)	(2.324.901)	14,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(225.660)	(68.157)	231,1	(427.677)	(574.092)	-25,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(133.164)	(120.544)	10,5	(513.740)	(461.132)	11,4
Combustíveis para geração	(84.195)	(944)	8.819,0	(172.962)	(152.091)	13,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(32.492)	(35.096)	-7,4	(131.606)	(123.197)	6,8
Pessoal	(68.135)	(65.937)	3,3	(264.782)	(221.748)	19,4
Materiais e serviços de terceiros	(99.700)	(63.450)	57,1	(293.654)	(203.167)	44,5
Depreciação e amortização	(236.090)	(171.004)	38,1	(844.390)	(649.627)	30,0
Seguros	(21.376)	(13.746)	55,5	(65.610)	(39.536)	66,0
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(52.936)	(45.363)	16,7	(151.334)	(45.363)	233,6
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(29.546)	(20.301)	45,5	(70.800)	(22.766)	211,0
Outros	(16.704)	(19.709)	-15,2	(50.197)	(58.366)	-14,0
Lucro Bruto	**1.066.304**	**976.231**	**9,2**	**4.151.515**	**3.918.806**	**5,9**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(78.804)**	**(73.115)**	**7,8**	**62.269**	**(250.724)**	**-124,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(77.486)	(63.939)	21,2	(253.236)	(207.749)	21,9
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	(6.500)	-100,0	(4.900)	(39.327)	-87,5
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(1.318)	(2.676)	-50,7	320.405	(3.648)	-8.883,0
Resultado de Participações Societárias	**86.794**	**-**	**100,0**	**81.114**	**(971)**	**-8.453,7**
Equivalência patrimonial	86.794	-	100,0	81.114	(971)	-8.453,7
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.074.294**	**903.116**	**19,0**	**4.294.898**	**3.667.111**	**17,1**
Resultado Financeiro	**(406.828)**	**(161.342)**	**152,2**	**(1.206.961)**	**(699.295)**	**72,6**
Receitas financeiras	35.243	52.864	-33,3	147.151	154.685	-4,9
Despesas financeiras	(442.071)	(214.206)	106,4	(1.354.112)	(853.980)	58,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**667.466**	**741.774**	**-10,0**	**3.087.937**	**2.967.816**	**4,0**
Imposto de renda	(32.306)	26.081	-223,9	(552.386)	(455.264)	21,3
Contribuição social	(17.626)	(6.293)	180,1	(224.452)	(197.145)	13,9
Lucro Líquido do Exercício	**617.534**	**761.562**	**-18,9**	**2.311.099**	**2.315.407**	**-0,2**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	617.228	761.281	-18,9	2.309.925	2.314.361	-0,2
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	306	281	8,9	1.174	1.046	12,2
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,7565**	**0,9330**	**-18,9**	**2,8310**	**2,8365**	**-0,2**

ANEXO IV
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(Valores em R$ mil)	4T19	4T18	12M19	12M18
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	667.466	741.774	3.087.937	2.967.816
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(86.794)	-	(81.114)	971
Depreciação e amortização	242.802	173.707	863.343	660.172
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	6.500	4.900	39.327
Variação monetária	140.943	24.787	320.045	237.060
Juros	288.122	141.479	970.559	532.911
Remuneração dos ativos de concessão	(115.354)	(70.276)	(397.284)	(341.529)
Ganhos não realizados em operações de *trading,* líquidos	(8.079)	(43.189)	(9.328)	(43.189)
Outros	9.268	17.678	9.369	9.198
Lucro Ajustado	**1.138.374**	**992.460**	**4.768.427**	**4.062.737**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	61.616	(18.606)	(247.000)	(67.831)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(60.074)	(81.160)	(67.056)	(84.291)
Estoques	6.931	(31.315)	(92.101)	(30.708)
Depósitos vinculados e judiciais	666	(1.634)	3.318	12.156
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.773	5.602	15.090	25.149
Ativo financeiro de concessão	70.666	19.198	269.671	246.088
Indenização de seguro a receber	-	(1.648)	74.780	(52.718)
Outros ativos	(24.979)	59.750	(233.725)	(12.391)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	8.680	19.693	65.601	(124.518)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(27.309)	(20.645)	(3.561)	3.659
Obrigações trabalhistas	3.527	4.075	6.433	2.974
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.674)	(6.610)	(29.432)	(26.703)
Combustível a pagar à CDE	(9.594)	180.959	(36.192)	180.959
Outros passivos	162.044	(128.803)	195.353	29.055
Caixa Gerado pelas Operações	**1.326.647**	**991.316**	**4.689.606**	**4.163.617**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(203.414)	(196.628)	(579.734)	(485.755)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(164.615)	(151.349)	(488.606)	(531.156)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**958.618**	**643.339**	**3.621.266**	**3.146.706**
Atividades de Investimento	**160.789**	**(925.100)**	**(4.229.792)**	**(3.212.655)**
Dividendos recebidos de controladas	351.000	-	351.000	-
Aumento de capital em controladas em conjunto	-	-	(2.789.257)	-
Aquisição de investimento	-	(1.597)	(680.612)	(18.958)
Aplicação no imobilizado e intangível	(173.234)	(981.149)	(1.165.832)	(3.305.514)
Indenização por descumprimentos contratuais por atraso na conclusão de obra	-	-	71.886	-
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	(16.977)	-	(16.977)	-
Recebimento pela alienação de investimentos	-	57.646	-	111.817
Atividades de Financiamento	**1.031.428**	**254.987**	**2.062.995**	**551.671**
Captação de empréstimos e financiamentos	1.274.418	615.584	2.664.545	2.397.050
Emissão de debêntures	-	-	4.064.987	2.486.240
Pag. de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquido do *hedge*	(207.430)	(399.909)	(2.172.993)	(2.290.194)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(24.724)	(18.237)	(79.755)	(70.885)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(6.833)	(22)	(132.399)	-
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(177)	-	(2.260.825)	(1.989.966)
Pagamento de arrendamentos	(4.466)	-	(16.743)	-
Outros	640	57.571	(3.822)	19.426
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**2.150.835**	**(26.774)**	**1.454.469**	**485.722**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.719.426	2.442.566	2.415.792	1.930.070
Saldo final	3.870.261	2.415.792	3.870.261	2.415.792
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**2.150.835**	**(26.774)**	**1.454.469**	**485.722**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros sobre o capital próprio creditados	354.000	397.000	354.000	397.000
Adoção inicial - IFRS 16/CPC 06 (R2)	48.261	-	139.475	-
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	87.233	6.119	87.233	6.119
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(42.646)	(61.093)	(24.682)	(48.024)
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	-	(2.926)	-
Fornecedores de imobilizado e intangível	59.555	(24.039)	88.677	48.831
Aumento de capital com reservas de lucro e lucro	-	2.073.592	-	2.073.592
Juros e variação monetária capitalizados	3.915	82.215	151.931	294.297
Ativos/Passivos não circulante mantido para venda	-		-	(48.038)