ENGIE Tractebel Energia



TRACTEBEL ENERGIA anuncia lucro líquido de R$ 1.501,3 milhões em 2015 — valor 8,5% acima do alcançado em 2014

Companhia aprova proposta de dividendos complementares de R$ 209,5 milhões

Florianópolis (SC), 23 de fevereiro de 2016. A Tractebel Energia S.A. ("Tractebel Energia", "Tractebel" ou "a Companhia") — BM&FBovespa: TBLE3, ADR: TBLEY —, maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, anuncia os resultados financeiros relativos ao quarto trimestre de 2015 e ao período encerrado em 31 de dezembro de 2015 (4T15 e 12M15). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Destaques

- ✓ A Tractebel Energia obteve lucro líquido acumulado de R$ 1.501,3 milhões em 2015 (R$ 2,3000/ação), valor 8,5% ou R$ 118,2 milhões acima do alcançado em 2014. Deve-se, sobretudo, à estratégia de alocação de energia e ao resultado das transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
- ✓ O EBITDA[1] alcançou R$ 3.114,6 milhões em 2015, um aumento de 7,6% ou R$ 219,5 milhões em comparação a 2014. A margem EBITDA foi de 47,8% no ano de 2015, aumento de 3,1 p.p. em relação ao ano anterior.
- ✓ A receita líquida de vendas totalizou R$ 6.512,0 milhões em 2015, incremento de 0,6% ou R$ 39,5 milhões em comparação ao montante apurado em 2014.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 171,37/MWh em 2015, valor 14,9% superior ao registrado em 2014. Esse aumento reflete, essencialmente, os reajustes de preços dos contratos vigentes e os maiores preços praticados nos novos contratos.
- ✓ A quantidade de energia vendida no acumulado de 2015 foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios), volume 2,9% menor do que o comercializado no mesmo período de 2014.
- ✓ Pelo 11º ano consecutivo, a Tractebel Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE). A Companhia é uma das 10 empresas integrantes do ISE desde sua criação.
- ✓ A Companhia foi reconhecida, pela segunda vez consecutiva, como a instituição de destaque do Ranking das Empresas Mais Éticas do Brasil pelo Instituto Brasileiro de Ética nos Negócios.
- ✓ Em novembro, a Companhia comercializou 9,2 MW médios de energia solar, a ser gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a partir de 2018.
- ✓ A Companhia conquistou o segundo lugar no 17º Prêmio Abrasca de Melhor Relatório Anual, além de ter sido premiada com Menção Honrosa pela análise econômico-financeira.
- ✓ Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o *Rating* Internacional em moeda estrangeira da Companhia de BBB para BBB- com perspectiva negativa, ato contínuo ao rebaixamento do *rating* soberano do Brasil. Não houve alteração no *Rating* Nacional de Longo Prazo, que permanece 'AAA(bra)', com perspectiva estável.
- ✓ Desde 17 de dezembro de 2015, a Companhia utiliza nova logomarca, alinhando sua identidade visual à de sua controladora, ENGIE.
- ✓ Em dezembro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) concedeu anuência à Companhia para adesão à repactuação do risco hidrológico.
- ✓ O Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou a proposta de dividendos complementares no montante de R$ 209,5 milhões (R$ 0,3210/ação), que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária.

Eventos subsequentes:

- ✓ Em comunicado à imprensa, divulgado em 17 de fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou os *ratings* de crédito corporativo de longo prazo, atribuídos na Escala Nacional Brasil à Companhia, de 'brAAA' para 'brAA' – que haviam sido reafirmados em dezembro de 2015 -, em função do rebaixamento do *rating* soberano do País para 'brAA-'.
- ✓ O Conselho de Administração aprovou, em reunião realizada no dia 23 de fevereiro de 2016, destinação de parcela dos lucros acumulados para aumento de capital no valor de R$ 290,5 milhões. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
sattamini@tractebelenergia.com.br

Rafael J. Caron Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rbosio@tractebelenergia.com.br
Tel.: (48) 3221-7221

Teleconferência com *webcast*
Dia 24/02/2016 às 10h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 20.

Visite nosso Site
www.tractebelenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

Tractebel - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	4T15	4T14	Var.	12M15	12M14	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.709,2	1.728,1	-1,1%	6.512,0	6.472,5	0,6%
Resultado do Serviço (EBIT)	805,1	733,8	9,7%	2.503,8	2.302,9	8,7%
EBITDA [1]	967,0	884,1	9,4%	3.114,6	2.895,1	7,6%
EBITDA / RLV - (%) [1]	56,6	51,2	5,4 p.p.	47,8	44,7	3,1 p.p.
Lucro Líquido	599,7	481,9	24,4%	1.501,3	1.383,1	8,5%
Dívida Líquida [2]	1.214,8	2.237,8	-45,7%	1.214,8	2.237,8	-45,7%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [3]	5.902	5.937	-0,6%	5.436	5.586	-2,7%
Energia Vendida (MW médios)	4.099	4.337	-5,5%	4.111	4.232	-2,9%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	175,26	152,17	15,2%	171,37	149,20	14,9%
Número de Empregados	1.168	1.174	-0,5%	1.168	1.174	-0,5%

(1) EBITDA: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.
(2) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(3) Produção total bruta das usinas operadas pela Tractebel Energia.
(4) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

TBLE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2016
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A Tractebel Energia, **maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui capacidade instalada total de 7.044,3 MW e opera um parque gerador de 8.765,0 MW,** composto de 28 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 14 complementares — biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar, das quais 24 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da Tractebel Energia

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Partic. da Cia.	
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**	
Complexo Jorge Lacerda*	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	abr/29
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72,0	72,0	set/28
Total - Termelétricas			**1.119,0**	**1.119,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30
Complexo Trairi**	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	ago/33
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32
Areia Branca	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	mai/30
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	out/32
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável***
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável***
Total - Complementares			**375,7**	**365,6**	
Total			**8.765,0**	**7.044,3**	

(*) Complexo composto de três usinas.
(**) Complexo composto por 4 usinas.
(***) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.

Expansão

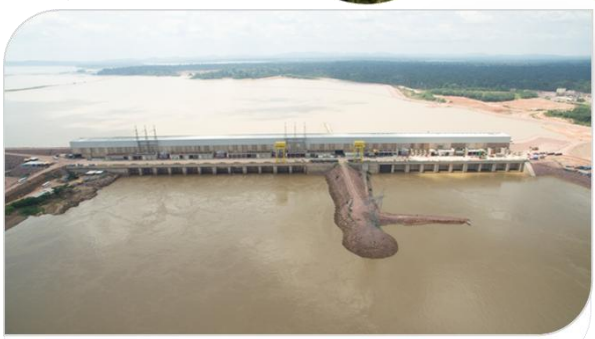
Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Partic. da Cia./Grupo	
Jirau *	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/43
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Complexo Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	N/D
Total			**4.550,6**	**2.300,6**	

(*) Existe perspectiva de a participação da ENGIE no projeto ser transferida para a Tractebel Energia.



Jirau. A Energia Sustentável do Brasil (ESBR) é a empresa de propósito específico responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia a ser gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, em construção em Porto Velho, Estado de Rondônia. A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Aneel, em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras (3.300 MW de potência e 1.975,3 MW médios de capacidade comercial), para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, com contrato de concessão de 35 anos. No Leilão de Energia A-3, realizado em 17 de agosto de 2011, a ESBR vendeu 209,3 MW médios, com entrega a partir de 2014, por 30 anos — resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras (e 3.750 MW de potência). Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina Hidrelétrica Jirau. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.



Casa de força da margem esquerda – vista de jusante (Jan/16)

Em 26 de dezembro de 2012, a Usina tornou-se elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro na Organização das Nações Unidas (ONU), passando a ter direito de comercializar aproximadamente 6 milhões de toneladas de CO_2/ano quando operar em plena capacidade — volume equivalente a mais de 50% das emissões da aviação civil no Brasil em 2013, segundo dados da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac).

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado pela Tractebel Energia em 13 de maio de 2013, a ENGIE, empresa controladora da Companhia, vendeu parcela de 20,0% no projeto hidrelétrico Jirau para a Mitsui & Co. Ltd. A transação foi concluída em 16 de janeiro de 2014, após a aprovação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e dos bancos repassadores. A aprovação da operação pelo Conselho Administrativo de Política Econômica (Cade) sucedeu em 1º de julho de 2013; e pela Aneel, em 24 de setembro do mesmo ano. Com a conclusão da transação, a ENGIE passou a deter participação de 40,0%, enquanto a Chesf e a Eletrosul, subsidiárias da Eletrobras, permaneceram com 20,0% cada uma, mesma participação que passou a ter o sócio japonês.

A energia assegurada total foi atingida com o início da operação comercial da 33ª unidade no mês de julho de 2015. Com este marco, a Usina Hidrelétrica Jirau está cumprindo suas obrigações comerciais no mercado regulado, independentemente da resolução final acerca do excludente de responsabilidade em decorrência dos eventos de vandalismo ocorridos em 2011 e 2012. **O projeto possui atualmente 41 unidades em operação comercial e mais três unidades em fase de montagem e comissionamento.**

Em 2015, de acordo com os dados operacionais de geração e consumo do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Usina destacou-se ao ocupar o terceiro lugar no *ranking* de geração média hidráulica, ao produzir 1.292,89 MW médios. A Usina Hidrelétrica Jirau apresenta, atualmente, a maior disponibilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Seguindo o modelo de negócios vigente, a participação da ENGIE no projeto deverá ser transferida para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.



Concretagem na UTE Pampa Sul

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 340 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por uma linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, a ser construída pela Companhia. **Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados ao preço total de R$ 201,98/MWh, pelo prazo de 25 anos**, a partir de 1º de janeiro de 2019, no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014. O investimento aprovado para a construção da Usina foi de aproximadamente R$ 1,8 bilhão. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.



A UTE Pampa Sul foi aprovada como empreendimento prioritário para geração de energia pela Portaria nº 187, de 8 de maio de 2015, do MME. Em 19 de junho de 2015, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) emitiu a Licença de Instalação para a planta.

Segue em andamento a terraplenagem do terreno com a remoção do solo orgânico e a escavação das bases de algumas estruturas (caldeira, casa de máquinas e chaminé). A previsão é de que essas obras prossigam até março de 2016. Os trabalhos para a construção das fundações, pré-armações e concretagem das estruturas da caldeira também já iniciaram, assim como a construção do escritório e dos alojamentos.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cujo potencial aproximado de desenvolvimento é de 630 MW. Todos os empreendimentos, que serão desenvolvidos em etapas, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia comercializou 82,6 MW médios ao valor médio total de R$ 139,29/MWh, pelo prazo de 20 anos,** a partir de 1º de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão. A Companhia protegeu a parcela denominada em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*. O início das obras está previsto para 2016, e a operação comercial a partir de novembro de 2018.

Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará. Em construção no Município de Trairi, Estado do Ceará, o Complexo Eólico Santa Mônica será composto dos seguintes empreendimentos e das respectivas capacidades instaladas: Central Eólica Estrela, 29,7 MW (anteriormente denominada Central Eólica Trairi II); Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Central Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Central Eólica Ouro Verde, 29,7 MW (anteriormente denominada Central Eólica Santa Mônica SPE II). O empreendimento está localizado próximo ao Complexo Eólico Trairi, de 115,4 MW (já em operação comercial), e poderá desfrutar de sinergia advinda de estruturas existentes, como subestação e linha de transmissão. A Companhia está investindo aproximadamente R$ 460 milhões no Complexo, que incrementará em 97,2 MW de energia renovável não convencional seu parque gerador, após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. No Leilão A-3, de 21 de agosto de 2015, **a Tractebel Energia comercializou 46,0 MW médios,** pelo prazo de 20 anos a partir de 1º de janeiro de 2018, a um Índice de Custo Benefício (ICB) médio de R$ 181,49/MWh e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) médio de R$ 6,96/MWh, resultando num **preço médio de venda de R$ 188,45/MWh** ou R$ 75,9 milhões de receita fixa anual. As operações terão início a partir do 2T16.



Complexo Eólico Santa Mônica: montagem do Eolift.

Central Fotovoltaica Assú V. Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por intermédio de empresa controlada, 9,2 MW médios de energia solar ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a partir de 1º de novembro de 2018, no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015). A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, que terá capacidade instalada de 36,7 MW, integrante do Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte.

O empreendimento está em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar e demandará investimento total de aproximadamente R$ 220,0 milhões. As obras terão início em 2017, e a entrada em operação, em 2018.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Partic. da Cia./Grupo
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	120,0	120,0
Assú - Centrais I e II	Solar	Assú (RN)	73,4	73,4
Total			**1.723,4**	**1.723,4**



Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 sociedades de propósito específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. 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. Entre dezembro de 2014 e dezembro de 2015, a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., controlada da Companhia, concluiu a operação de aquisição do capital social de 19 das 24 SPEs, primeira fase do projeto a ser desenvolvido, que agregará 475 MW ao parque gerador da Companhia. Os estudos ambientais estão sendo elaborados, e a emissão da Licença Prévia (LP) está prevista para o segundo semestre de 2016.



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

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 Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) foram concluídos, e a audiência pública realizada em 28 de setembro. A perspectiva de emissão da LP é para o 1T16, estando a UTE apta a participar de futuros leilões de energia nova.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende **acrescentar aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo** numa segunda fase de desenvolvimento, visando a venda da energia para os mercados livre e regulado.

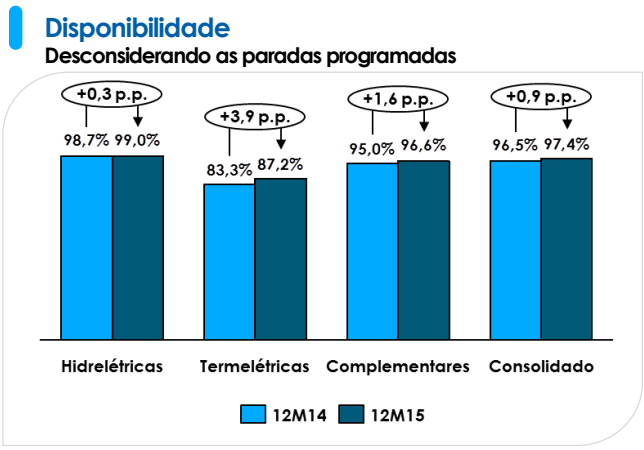
Complexo Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no Estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos quatro projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em até 120 MWp**. Os projetos estão em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.

A Companhia também está 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.

Complexo Fotovoltaico Assú. Composto de três Centrais Fotovoltaicas, este Complexo está em desenvolvimento no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte, e terá capacidade instalada total aproximada de 110 MWp. Conforme mencionado anteriormente, a energia a ser gerada pela Central Fotovoltaica Assú V foi vendida no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015. As Centrais Solares I e II estão em fase de licenciamento ambiental e mediação da irradiação solar.

Disponibilidade

No 4T15, as usinas operadas pela Tractebel Energia atingiram 97,9% de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas, sendo 99,0% nas usinas hidrelétricas, 91,6% nas termelétricas e 95,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassa, eólicas e fotovoltaica. **No acumulado de 12 meses** de 2015 (excluindo-se as paradas programadas), as usinas atingiram **disponibilidade de 97,4%**, sendo 99,0% nas usinas hidrelétricas, 87,2% nas termelétricas e 96,6% nas usinas de fontes complementares.

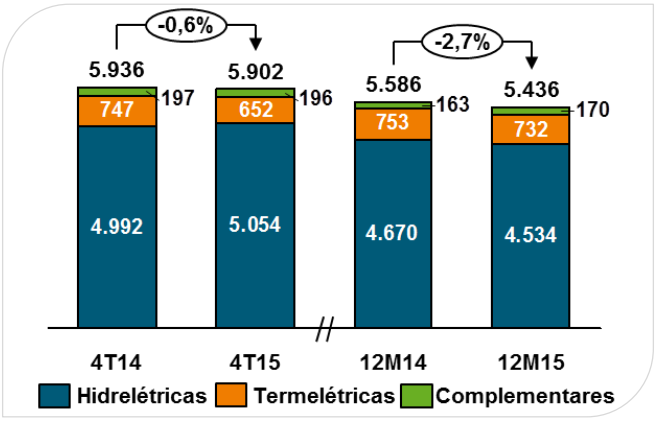


Consideradas todas as paradas programadas, a disponibilidade global no quarto trimestre de 2015 passa para 86,7%, sendo 88,9% nas usinas hidrelétricas, 71,2% nas termelétricas e 90,5% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado do ano foi de 86,9%, para todo o conjunto de usinas da Companhia, sendo 89,1% nas usinas hidrelétricas, 72,5% nas termelétricas e 87,2% nas usinas de fontes complementares. A disponibilidade das usinas hidrelétricas tem sido afetada pela modernização simultânea das usinas Salto Santiago e Passo Fundo e manutenção programada na UHE Ponte de Pedra, o que acaba refletindo no índice global.



Produção

Geração
MW médios



No 4T15, a produção de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia foi de 13.031 GWh (5.902 MW médios). Esse resultado é ligeiramente inferior à produção do 4T14, redução de 0,6%. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 11.158 GWh (5.054 MW médios), as termelétricas por 1.441 GWh (652 MW médios) e as complementares por 432 GWh (196 MW médios). Os resultados apontam aumento de 1,2% em relação às usinas hidrelétricas, e redução de 12,7% e 0,8% nas usinas termelétricas e complementares, respectivamente.

Enquanto a geração das usinas hidrelétricas, comparando o 4T15 com o mesmo período do ano anterior, praticamente se manteve a mesma (com pequeno aumento), a redução de mais de 12% na geração das usinas termelétricas ocorreu tanto em virtude de revisões programadas — revisão da unidade geradora 1 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e principalmente da unidade geradora 5 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B —, como em razão de ocorrências forçadas, como o trancamento do aquecedor regenerativo da Usina Termelétrica Jorge Lacerda C.

No período de 12 meses, a produção total de energia elétrica alcançou 47.622 GWh (5.436 MW médios): redução de 2,7% em relação a 2014. Isso se deve, sobretudo, à baixa hidrologia na Região Norte, onde estão localizadas as usinas hidrelétrica Estreito e Cana Brava, e à modernização das unidades de Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 39.723 GWh (4.534 MW médios), redução de 2,9%; as termelétricas, por 6.410 GWh (732 MW médios), redução de 2,8%; e as usinas complementares, por 1.489 GWh (170 MW médios), aumento de 4,0%.

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 adoção do MRE, que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento reduz a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Clientes

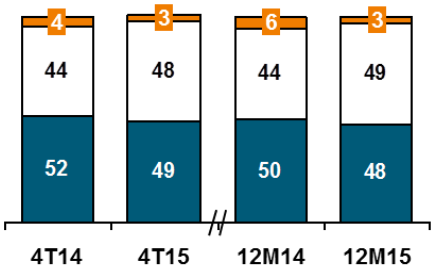
No 4T15, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 48,2% do total das vendas físicas e 45,9% do total da receita líquida de vendas, avanços de 4,3 p.p. e 5,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

No acumulado dos 12M15, **os consumidores livres representaram 48,8% das vendas físicas e 47,3% da receita líquida de vendas, aumentos de 4,8 p.p. e 6,6 p.p.**, respectivamente, em comparação a 2014.

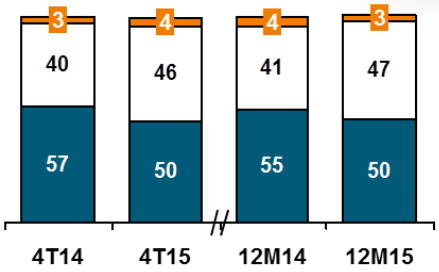
O crescimento da participação das vendas para consumidores livres, observado nos gráficos a seguir, reflete o início de novos contratos, a correção monetária dos contratos existentes e o término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo.



Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Líquida de Vendas
(%)



Distribuidoras | Consumidores Livres | Comercializadoras

Estratégia de Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a amortecer 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.

Apresenta-se a seguir, de acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2015**, o balanço de energia da Tractebel Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido p/ 31/12/15 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.549	3.542	3.584	4.005	3.997	4.006			
+ Compras para Revenda	816	559	547	455	237	200			
= Recursos Totais (A)	**4.365**	**4.101**	**4.131**	**4.460**	**4.234**	**4.206**			
Vendas reguladas*	1.681	1.323	1.369	1.756	1.603	1.603			
2005-EE-2009-08	353	-	-	-	-		94,0	out-05	160,7
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	194,5
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	213,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	223,4
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	200,6
2014-EE-2014-06	150	150	150	150	-	-	270,7	mai-14	292,8
PROINFA	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	279,4
1º Leilão Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	230,5
1º Leilão Reserva/CCEAR/GD - Ferrari	18	18	18	17	14	14	-	-	217,9
2014-EN-2019-25	-	-	-	295	295	295	183,5	nov-14	204,6
2014-EN-2019-25	-	-	-	10	10	10	206,2	nov-14	230,0
2014-EN-2019-20	-	-	-	83	83	83	139,3	nov-14	155,4
2015-EE-2016-01	5	-	-	-	-	-	169,4	dez-15	169,4
2015-EN-2018-20	-	-	46	46	46	46	188,5	ago-15	194,8
+ Vendas Bilaterais	2.535	2.522	2.175	1.704	1.187	708			
= Vendas Totais (B)	**4.216**	**3.845**	**3.544**	**3.460**	**2.790**	**2.311**			
Saldo (A - B)	**149**	**256**	**587**	**1.000**	**1.444**	**1.895**			
Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	172,9	168,0	167,2						
Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	200,7	187,9	198,0						

* 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)
*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31/12/15, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/12/15, ou seja, não considera a inflação futura.
Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades, que são atualizadas trimestralmente.

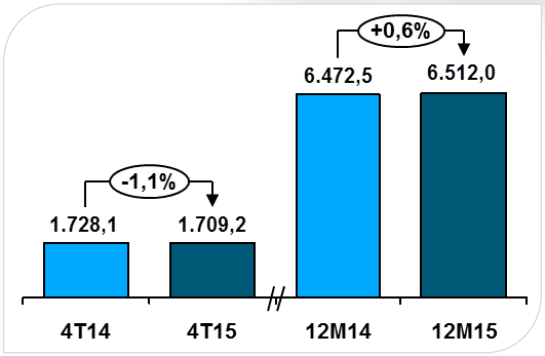


DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

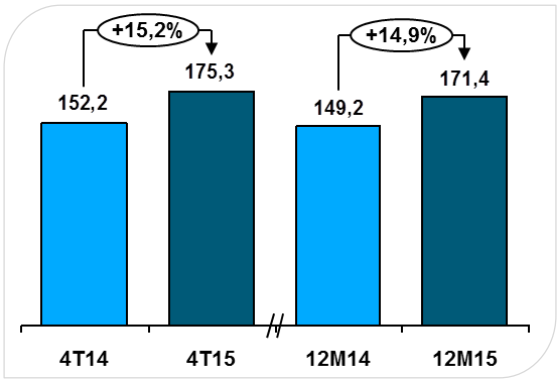
No 4T15, a receita líquida de vendas apresentou redução de 1,1%, ou R$ 18,9 milhões, quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 1.728,1 milhões para R$ 1.709,2 milhões. A seguir, os principais fatores que provocaram essa variação: (i) R$ 92,3 milhões — menor volume de energia vendida; (ii) R$ 148,7 milhões — queda na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), reduções quase totalmente compensadas por (iii) R$ 221,4 milhões — elevação do preço médio líquido de venda.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



Na comparação entre os anos, a receita líquida de vendas passou de R$ 6.472,5 milhões em 2014 para R$ 6.512,0 milhões em 2015, ou seja, **crescimento de R$ 39,5 milhões, ou 0,6%.** Essa elevação decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 822,5 milhões — aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 600,5 milhões — redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, incluindo as realizadas no âmbito da CCEE; e (iii) R$ 182,3 milhões — menor quantidade de energia vendida.

Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



(*) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

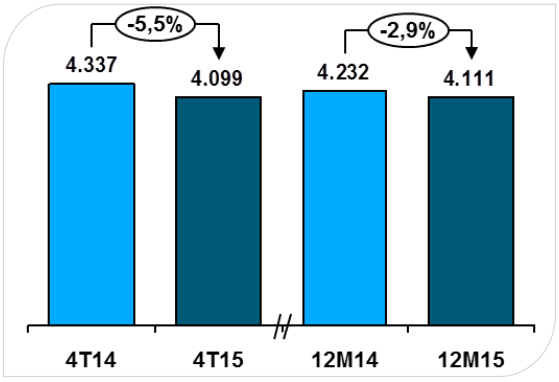
O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 175,26/MWh no 4T15, 15,2% acima do obtido no mesmo trimestre de 2014, cujo valor foi de R$ 152,17/MWh. Nos 12 meses de 2015, esse preço foi de R$ 171,37/MWh, **14,9% superior ao praticado em 2014**, que foi de R$ 149,20/MWh. A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes e dos maiores preços praticados em novos contratos.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 9.577 GWh (4.337 MW médios) no 4T14 para 9.052 GWh (4.099 MW médios) no 4T15, redução de 5,5%, ou 525 GWh (238 MW médios) entre os períodos comparados.

Em 2015, o volume de venda de energia foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios) contra 37.072 GWh (4.232 MW médios) registrados em 2014, **redução de 1.060 GWh (121 MW médios) ou 2,9%.** Tais variações no trimestre e no exercício decorreram da combinação destes principais fatores: (i) término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do déficit sistêmico de geração hidrelétrica; e (ii) elevação do volume de compras.

Volume de Vendas
MW médios





Comentários sobre as Variações da Receita Líquida de Vendas, por Classe de Clientes

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 803,3 milhões no 4T15, montante 2,8% inferior aos R$ 826,8 milhões auferidos no 4T14. A combinação destas variações ocasionou tal efeito: (i) R$ 101,9 milhões — redução de 582 GWh (263 MW médios) ou 11,7%, na quantidade de vendas; e (ii) R$ 78,4 milhões — elevação de 10,1% no preço médio líquido de venda.

Em 2015, a receita atingiu R$ 3.046,6 milhões, ligeiro **incremento de 0,1% em relação ao exercício de 2014**, quando foi de R$ 3.044,0 milhões. Esse acréscimo é explicado pela associação destas variações: (i) R$ 246,1 milhões — crescimento de 8,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 243,5 milhões — redução de 7,7%, ou 1.434 GWh (163 MW médios) do volume de energia vendida.

✓ **Comercializadoras**

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 44,7 milhões no 4T14 para R$ 55,6 milhões no 4T15, aumento de 24,4% entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 26,5 milhões — elevação de 68,1% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 15,6 milhões — decréscimo de 108 GWh (49 MW médios) ou 26,0% na quantidade de energia vendida.

No período de 12 meses de 2015, a receita foi de R$ 209,0 milhões, **12,6% inferior à receita auferida em 2014** — R$ 239,2 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 129,4 milhões — queda de 42,8% ou 881 GWh (101 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 99,2 milhões — acréscimo de 52,7% no preço médio líquido de vendas.

✓ **Consumidores Livres**

A receita de venda a consumidores livres aumentou 24,2% entre os trimestres em análise, passando de R$ 585,8 milhões no 4T14 para R$ 727,5 milhões no mesmo período de 2015. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 116,5 milhões — elevação de 19,5% no preço médio líquido de venda da energia; e (ii) R$ 25,2 milhões — crescimento de 165 GWh (74 MW médios) ou 3,9% na quantidade de energia vendida.

Em 2015, a receita alcançou R$ 2.915,7 milhões, 29,7% além dos R$ 2.247,9 milhões verificados em 2014. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 477,2 milhões — crescimento de 20,4% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 190,6 milhões — acréscimo de 1.255 GWh (143 MW médios) ou 7,7% no volume de venda de energia.

✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo, Inclusive no Âmbito da CCEE**

No 4T15, a receita auferida no mercado de curto prazo, inclusive a auferida no âmbito da CCEE, foi de R$ 111,2 milhões, enquanto no mesmo período de 2014 foi de R$ 259,9 milhões, redução de R$ 148,7 milhões entre os trimestres comparados. **Já nos 12 meses de 2015, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 600,5 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 903,1 milhões em 2014 para R$ 302,6 milhões em 2015. Os resultados apurados nesta rubrica no 4T15 e nos 12M15 incluem o aumento na receita de R$ 78,6 milhões, reconhecido no 4T15, referentes aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo, inclusive as transações na CCEE".

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram reduzidos em R$ 96,5 milhões, ou 10,3%, entre os trimestres comparados, passando de R$ 941,3 milhões no 4T14 para R$ 844,8 milhões no trimestre em análise. Em 2015, esses custos atingiram **R$ 3.803,1 milhões, 4,3%, isto é, R$ 171,7 milhões** a menos que em 2014. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** aumento de R$ 181,4 milhões no 4T15, em comparação ao mesmo trimestre de 2014, e de R$ 506,5 milhões em 2015, em relação a 2014, refletindo principalmente (i) reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) aumento das compras de médio e de longo prazo nos montantes de 498 GWh (226 MW médios) no 4T15 e 552 GWh (63 MW médios) nos 12M15, em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram R$ 339,1 milhões inferiores. Entre os exercícios de 2015 e 2014, ocorreu redução desses custos em R$ 972,4 milhões. Tais variações incluem a redução do custo registrada no 4T15, de R$ 120,2 milhões, relativos aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.



✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R$ 17,3 milhões no confronto do 4T15 com o mesmo trimestre de 2014 e de R$ 45,8 milhões entre os anos comparados, refletindo, principalmente, a elevação do preço unitário e do custo de distribuição do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão da depreciação do real perante o dólar.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 6,4 milhões entre os trimestres em análise e de R$ 30,5 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2014, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** crescimento de R$ 9,4 milhões entre os trimestres analisados e de R$ 33,0 milhões no confronto entre os anos comparados, em virtude, principalmente, de maior demanda por serviços de operação e manutenção, sobretudo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Termelétrica Charqueadas e nas usinas hidrelétricas Salto Santiago e Estreito.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** ampliação de R$ 5,4 milhões e de R$ 7,5 milhões entre os trimestres comparados e os anos de 2015 e 2014, respectivamente, em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 10,9 milhões no 4T15 em relação ao mesmo trimestre de 2014 e de R$ 22,3 milhões entre os anos analisados, por causa, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 0,9 milhão e de R$ 7,4 milhões nos trimestres e anos comparados, respectivamente, em virtude, sobretudo, de novos ativos adicionados ao parque gerador da Companhia.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo no resultado de R$ 13,4 milhões no 4T15 em comparação ao 4T14 e de R$ 77,2 milhões entre os anos analisados. A variação apresentada no comparativo dos trimestres resultou, principalmente, destes eventos ocorridos no 4T14: (i) R$ 92,3 milhões — reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 89,3 milhões — constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; (iii) R$ 15,7 milhões — reversão de provisão relativa à cobrança do Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS) em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais, denominado "REFIS da Copa"; e (iv) R$ 6,1 milhões — constituição de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava. Os principais fatores que contribuíram para a ampliação no comparativo anual desses custos foram, substancialmente: (i) os itens (i) e (iii) supracitados; (ii) a redução em 2015 da provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor (mencionada anteriormente) no montante de R$ 17,7 milhões; e (iii) R$ 12,2 milhões referentes à constituição e à reversão por pagamento no 4T14 e no 1T15, respectivamente, de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

✓ **Outros:** variação positiva em R$ 2,6 milhões no 4T15 em relação ao mesmo período de 2014. Entre os anos comparados, a variação foi negativa, R$ 70,6 milhões, o que refletiu, essencialmente: (i) reversão de passivos prescritos em 2014, no valor de R$ 54,8 milhões, relacionados à compra de energia e a encargos de transmissão; (ii) pagamento de R$ 6,1 milhões de indenizações de desapropriações ocorridas em 2015; e (iii) aumento em R$ 10,0 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses e que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia em tais operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a 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, nos últimos anos, mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, ele nos 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 4T15 e no 4T14, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) decorrentes de transações de curto prazo, no âmbito da CCEE, foram positivos, R$ 304,4 milhões e R$ 114,0 milhões, respectivamente, representando variação positiva no resultado de R$ 190,4 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF; (ii) diminuição da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) decréscimo da exposição termelétrica em virtude das expressivas reduções do PLD médio no ano corrente, mesmo com a elevação do volume exposto; (iv) reconhecimento no 4T15 dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia com energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme estabelecido pela Lei nº 13.203/2015; (v) redução do resultado nas transações na CCEE no 4T15 em comparação ao 4T14, decorrente do reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE em 2014, em razão de sinistros em unidades geradoras; (vi) incremento de receita com serviços ancilares; e (vii) aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Os itens (ii) e (v) atenuaram o efeito positivo dos demais itens.

No acumulado de 2015, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 235,7 milhões ante ao resultado negativo de R$ 136,2 milhões, obtido em 2014, ou seja, **melhora de R$ 371,9 milhões** entre os anos comparados.

Essa variação resultou, substancialmente, da conjunção dos efeitos supracitados na variação dos trimestres, porém, em montantes e valores anualizados, além do que segue; (i) efeito positivo das transações de curto prazo em 2015; e (ii) reversão no 2T14 da provisão dos supostos custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), como estabelecido pela Resolução CNPE 03, dada a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores.

Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os trimestres e anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram de forma significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste diminuiu 76,1%, passando de R$ 719,99/MWh no 4T14 para R$ 171,97/MWh no 4T15. No comparativo entre os anos, **o PLD nos mesmos submercados reduziu 57,8%, passando de R$ 675,81/MWh em 2014 para R$ 285,41/MWh em 2015**.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015, e com propósito de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impedisse a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223,1 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia.



Na Tabela a seguir são apresentados os resultados a serem ressarcidos referentes aos efeitos da repactuação no ano de 2015 e prazo de postergação da amortização dos prêmios unitários do mecanismo do ACR por classe de produto.

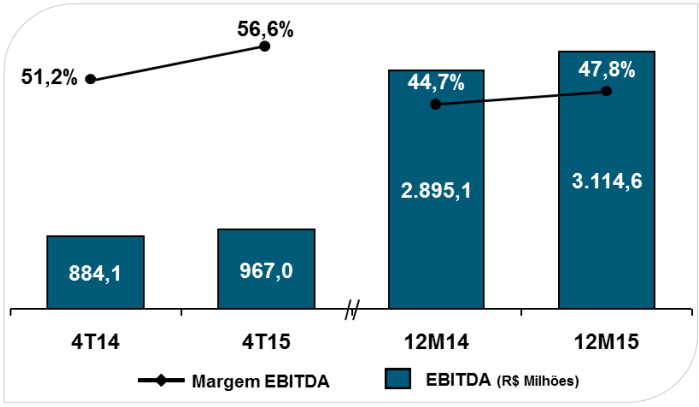
Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazo* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, o EBITDA do 4T15 foi de R$ 967,0 milhões, isto é, 9,4%, ou R$ 82,9 milhões acima do apurado no 4T14, que foi de R$ 884,1 milhões. A margem EBITDA foi de 56,6% no 4T15, acréscimo de 5,4 p.p. em relação ao mesmo período de 2014. As elevações supracitadas são consequência, substancialmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 181,4 milhões nas compras de energia para revenda; (ii) efeito positivo de R$ 190,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) elevação de R$ 129,1 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) elevação de R$ 17,9 milhões nos custos e nas despesas com pessoal; (v) crescimento de R$ 17,3 milhões no consumo de combustível; (vi) efeito negativo de R$ 14,3 milhões nas provisões operacionais, líquidas; e (vii) elevação de R$ 5,7 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

EBITDA (1) e Margem EBITDA



(1) EBITDA: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

No ano, o EBITDA aumentou R$ 219,5 milhões, ou 7,6%, passando de R$ 2.895,1 milhões em 2014 para R$ 3.114,6 milhões em 2015. A margem EBITDA em 2015 atingiu 47,8%, representando um aumento de 3,1 p.p. em comparação com 2014. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 640,2 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) acréscimo de R$ 506,5 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 426,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, publicada em 2013, no montante de R$ 54,5 milhões; (v) elevação de R$ 45,8 milhões no consumo de combustível; (vi) acréscimo de R$ 30,5 milhões nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vii) redução, entre os períodos comparados, da constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor de combustível, no montante de R$ 17,7 milhões; (viii) reversão em 2014 de provisões relativas à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92,3 milhões; (ix) reversão de passivos prescritos em 2014, no montante de R$ 54,8 milhões; e (x) elevação de R$ 80,4 milhões dos demais custos e das despesas operacionais. **Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes de 2014** mencionados nos itens (iv), (viii) e (ix), **a elevação do EBITDA seria de R$ 421,1 milhões, ou 15,6%, entre os exercícios comparados.**

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

(valores em R$ milhões)	4T15	4T14	Var. %	12M15	12M14	Var. %
Lucro líquido	599,7	481,9	24,4	1.501,3	1.383,1	8,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	108,0	133,5	-19,1	531,9	573,5	-7,3
(+) Despesas financeiras, líquidas	97,5	118,4	-17,7	470,6	346,3	35,9
(+) Depreciação e amortização	151,6	150,3	0,9	600,4	592,1	1,4
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	10,3	0,0	-	10,3	0,0	-
EBITDA	**967,0**	**884,1**	**9,4**	**3.114,6**	**2.895,1**	**7,6**



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T15, as receitas atingiram R$ 85,6 milhões, isto é, R$ 48,8 milhões, ou 132,6% acima dos R$ 36,8 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2014, em razão, substancialmente, do incremento na receita com aplicações financeiras da Companhia.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 74,4 milhões, ou 36,0%, passando de R$ 206,4 milhões em 2014 **para R$ 280,8 milhões em 2015**. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 138,8 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) reversão de R$ 61,4 milhões em 2014, correspondente aos juros e à variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (iii) reconhecimento em 2014 de R$ 11,0 milhões de ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; e (iv) incremento de R$ 4,0 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas no 4T15 foram de R$ 183,0 milhões, isto é, R$ 27,9 milhões, ou 18,0% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R$ 155,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) incremento de R$ 53,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (ii) efeito positivo de R$ 21,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões em razão, substancialmente, de reversão de provisão cível relativa a disputa judicial associada a contrato de compra e venda de energia elétrica; (iii) decréscimo de juros sobre contingências de R$ 9,7 milhões; (iv) aumento de R$ 8,5 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; e (v) redução de R$ 3,5 milhões nos juros líquidos sobre passivo atuarial e nas despesas com variação cambial.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 552,7 milhões **para R$ 751,4 milhões**, ou seja, R$ 198,7 milhões, ou 36,0%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) crescimento de R$ 75,6 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) aumento de R$ 138,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 17,9 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e contingências; e (iv) incremento de R$ 4,5 milhões na despesa com variação cambial de dívidas.

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

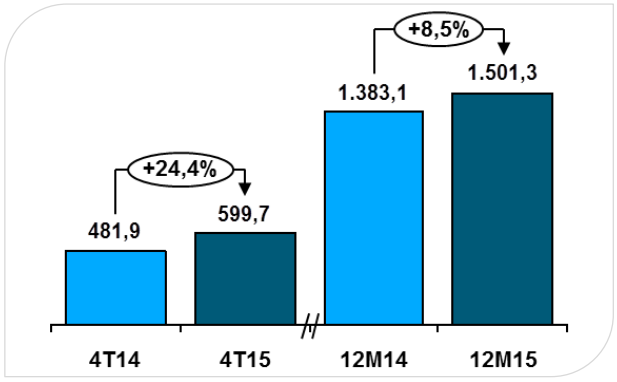
As despesas com IR e CSLL no 4T15 foram de R$ 108,0 milhões, R$ 25,5 milhões inferior ao valor do mesmo trimestre de 2014, que foi de R$ 133,5 milhões. O decréscimo decorreu, substancialmente, da elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2015.

No acumulado do ano, essas despesas passaram de R$ 573,5 milhões em 2014 **para R$ 531,9 milhões em 2015:** redução de R$ 41,6 milhões. Essa variação também é resultado, sobretudo, do fator supramencionado. **As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2014 ficaram em 26,2% e 29,3%, respectivamente.**

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T15 foi de R$ 599,7 milhões, R$ 117,8 milhões, ou 24,4%, superior aos R$ 481,9 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse aumento é efeito, substancialmente, de: (i) crescimento de R$ 82,9 milhões no EBITDA; (ii) redução de R$ 20,9 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) aumento de R$ 1,2 milhão da depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de ativos no ano de 2015, no montante de R$ 10,3 milhões; e (v) redução de R$ 25,5 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido
R$ milhões

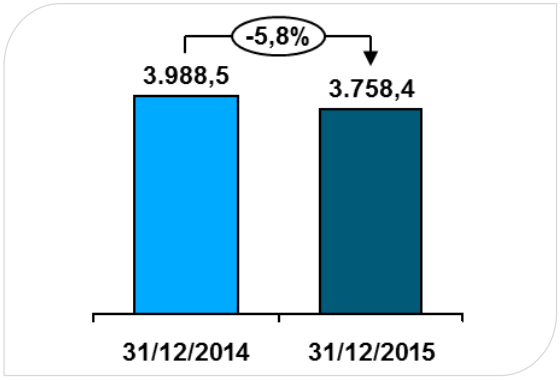


O lucro líquido passou de R$ 1.383,1 milhões em 2014 para R$ 1.501,3 milhões em 2015, ou seja, **elevação de R$ 118,2 milhões, ou 8,5%**. Tal variação decorreu, essencialmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 219,5 milhões do EBITDA; (ii) elevação de R$ 124,3 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) incremento de R$ 8,3 milhões na depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de R$ 10,3 milhões no exercício de 2015; e (v) redução de R$ 41,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social.



Endividamento

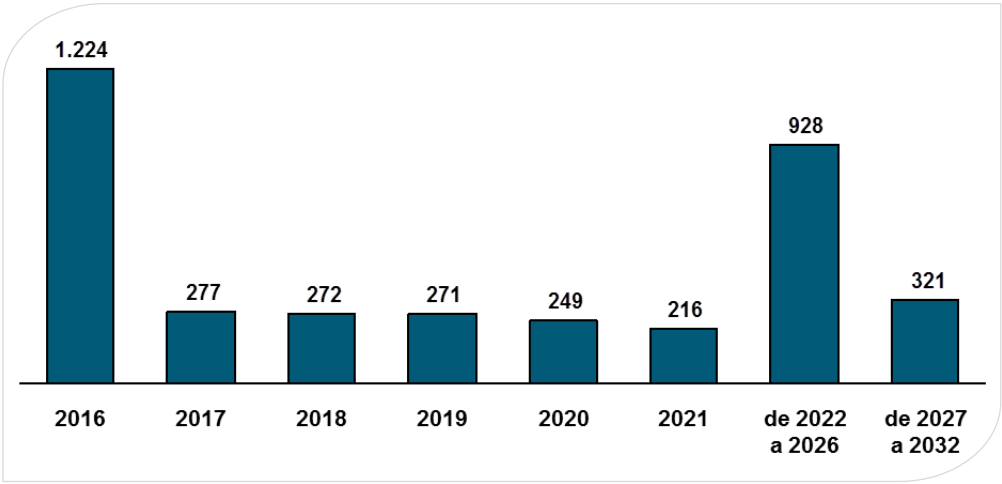
Dívida Bruta
R$ milhões



Em 31 de dezembro de 2015, a **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **líquida de operações de *hedge*, totalizava R$ 3.758,4 milhões — decréscimo de 5,8%** ou R$ 230,1 milhões comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2014. Do total da dívida no fim do período, 34,2% estava denominada em moeda estrangeira (29,9% ao fim de 2014). Considerando-se, no entanto, as operações de *swap* contratadas, **não havia exposição a moedas estrangeiras ao fim do período em análise.**

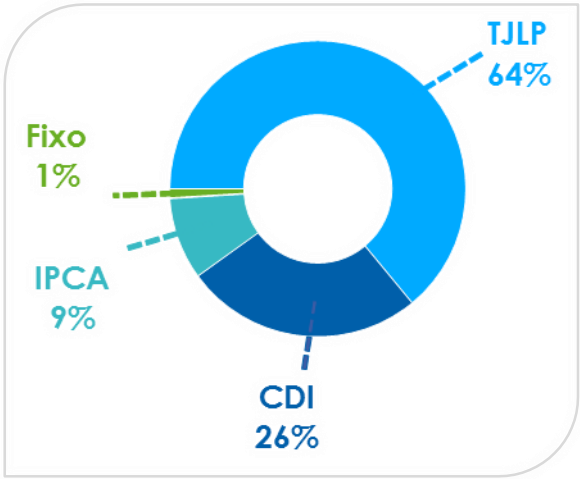
A variação no endividamento da Companhia está relacionada principalmente à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 4T14 e o 4T15: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 104,6 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, bem como do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) contratação de empréstimos em dólar americano no valor equivalente a R$ 27,0 milhões, sujeitos a operações de *swap*, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra a alta da moeda estrangeira; (iii) geração de R$ 394,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; e (iv) R$ 760,7 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim de 2015 foi **11,1%.**

Composição da Dívida





Em 31 de dezembro de 2015, 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$ 1.214,8 milhões, redução de 45,7%** em relação ao registrado ao fim de 2014.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2015	31/12/2014	Var. %
Dívida bruta	4.247,2	4.052,7	4,8
Resultado de operações com derivativos	(488,8)	(64,2)	660,9
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(146,8)	(146,0)	0,5
Caixa e equivalentes de caixa	(2.396,9)	(1.604,7)	49,4
Dívida líquida total	**1.214,8**	**2.237,8**	**-45,7**

Investimentos

No 4T15, a Tractebel Energia investiu R$ 200,9 milhões, dos quais R$ 45,9 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; R$ 11,1 milhões, à modernização de usinas hidrelétricas; e R$ 143,9 milhões, à construção de novas usinas.

Em 2015, a Companhia investiu R$ 917,3 milhões na construção, manutenção, revitalização de seu parque gerador e na aquisição de projetos. A construção das usinas eólicas Santa Mônica e Campo Largo, da UTE Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú e da Usina Termelétrica Ferrari demandou R$ 493,6 milhões, que resultará num aumento de aproximadamente 11% na capacidade instalada da Companhia nos próximos quatro anos. Os projetos de manutenção receberam investimentos de R$ 222,9 milhões, visando manter alto o fator de disponibilidade das usinas, que, em 2015, foi de 97,4%, conforme mencionado no item "Disponibilidade". Na modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo foram investidos R$ 134,5 milhões, possibilitando acréscimo de 12,2 MW médios à garantia física da Companhia, no ano em análise. Adicionalmente, em 2015, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 66,3 milhões.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou, em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2016, a proposta de dividendos complementares referentes ao período de 1° de janeiro a 31 de dezembro de 2015, **no montante de R$ 209,5 milhões (R$ 0,3209526559 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2015 atingirá R$ 834,8 milhões, equivalente a R$ 1,2788764646 por ação ou 55% do lucro líquido distribuível ajustado.



COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Gestão da Energia. Das 28 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 14 (com potência somada que corresponde a 83,6% da total operada pela Companhia) 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). 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 14 certificadas, possui certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da Política de Gestão Sustentável, outras relacionadas ao compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, sobre temas como Direitos Humanos, Engajamento de *Stakeholders* e Mudanças Climáticas, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade, os códigos de Meio Ambiente e Ética, e os Relatórios de Sustentabilidade. Desde 2007, a Companhia publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade baseado nas recomendações da *Global Reporting Iniciative* (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando as 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 Tractebel 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. As metas de 2014 e os resultados alcançados estão no Relatório de Sustentabilidade daquele ano, assim como as de 2015 constarão do respectivo Relatório, a ser publicado no *website* em abril e maio de 2016, em português e inglês, respectivamente.

Destaques do Trimestre e do Ano

Em relação ao compromisso com o desenvolvimento sustentável, o principal destaque do 4T15 e do próprio ano foi a permanência da Tractebel Energia no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), pelo 11º ano consecutivo. Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BM&FBovespa sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, fundamentada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa, o ISE corresponde a uma carteira de ações de até 40 companhias: número alcançado na carteira de 2015 e que foi reduzido para 35 na de 2016. A Tractebel Energia e somente outras nove empresas fazem parte do ISE desde a sua criação em 2005.

Com seu Relatório de Sustentabilidade 2014, a Companhia destacou-se no 17º Prêmio Abrasca – Relatório Anual, conquistando o 2º lugar, à frente de todas as demais empresas do setor elétrico brasileiro, além de menção honrosa na análise econômica e financeira, conforme resultado divulgado no fim de novembro.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada trimestre. A Tabela a seguir apresenta os relativos ao 4T15, com a inovação de associar cada indicador aos recomendados pela GRI.

A Tabela a seguir apresenta os destaques do trimestre, com relação aos indicadores socioambientais:



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Indicador GRI[4]	4T15	4T14	Variação	12M15	12M14	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	28	27	1	28	27	1
2		Capacidade instalada total operada (MW)	EU1, G4-9	8.765	8.748	0,2%	8.765	8.748	0,2%
3		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	14	14	-	14	14	-
4		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	7.330	7.330	-	7.330	7.330	-
5		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	83,63%	83,79%	-0,2 p.p.	83,63%	83,79%	-0,2 p.p.
6		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.646	7.629	0,2%	7.646	7.629	0,2%
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	87,23%	87,21%	0,02 p.p.	87,23%	87,21%	0,02 p.p.
8		Geração de energia total (GWh)	EU2	13.031	13.108	-0,6%	47.622	48.942	-2,7%
9		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	11.829	11.521	2,7%	41.894	42.315	-1,0%
10		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	90,8%	87,9%	2,9 p.p.	88,0%	86,5%	1,5 p.p.
11		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	11.591	11.459	1,2%	41.212	42.344	-2,7%
12		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	88,9%	87,4%	1,5 p.p.	86,5%	86,5%	-
13		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	97,9%	96,3%	1,6 p.p.	97,4%	96,5%	0,9 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	86,7%	86,6%	0,1 p.p.	86,9%	86,8%	0,1 p.p.
15	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	81.178	78.693	3,2%	262.218	301.435	-13,0%
16		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	24.287	23.831	1,9%	100.464	91.490	9,8%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	0,969	0,967	0,2%	0,976	0,970	0,6%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,107	0,122	-12,3%	0,131	0,131	-
19	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.138	1.138	-	1.139	1.132	0,6%
20		Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	1,450	⬇
21		Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,062	⬇
22		Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,000	2,650	⬇	0,540	2,870	⬇
23		Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,023	⬇
24	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	892,97	1.613,56	-44,7%	3.408,23	4.534,95	-24,8%
25		Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	G4-EC8, G4-SO1	526,62	322,87	63,1%	1.557,34	1.887,43	-17,5%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	G4-EC8, G4-SO1	2.083,70	323,59	543,9%	7.478,44	7.687,73	-2,7%
27		Investimentos pela Lei do Esporte	G4-EC8, G4-SO1	970,00	1.252,04	-22,5%	1.320,00	1.319,04	0,1%
28		Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	G4-EC8, G4-SO1	943,51	1.020,60	-7,6%	1.329,81	1.220,60	8,9%

Notas:

1) Mais indicadores estão disponíveis no ITR (*website* da Companhia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras).

2) Referência: Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável.

3) Indicadores não consideram a Usina Termelétrica Alegrete (em processo de devolução à União desde 2013), à exceção dos de SST, pois há atividades em curso na usina, realizadas por empregados próprios e de terceiros.

4) GRI: Global Reporting Initiative.

5) Sem considerar o do Ceste (Consórcio Estreito Energia).

6) Média no período do número de empregados próprios que trabalham nas usinas em operação, na sede e no escritório de São Paulo.

7) TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19.

8) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19 e os de terceiros que trabalham nos mesmos locais .

9) Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da Tractebel Energia tem-se regularmente ajustado às novas regras e aos novos procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente (como já mencionado), a Companhia é integrante do ISE. O Conselho de Administração da Tractebel Energia tem suas reuniões monitoradas em relação ao tempo dedicado a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

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 Tractebel Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos em desdobramento ao Pacto Global da ONU, do qual a ENGIE é signatária desde seu lançamento.

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a Tractebel segue os regulamentos da Lei Sarbanes-Oxley, cujo objetivo é coibir a conduta antiética e proporcionar mais confiabilidade às demonstrações financeiras.



A política de dividendos da Tractebel 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, de membros independentes do Conselho de Administração da Tractebel Energia.

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da BM&FBovespa, a Tractebel 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 BM&FBovespa (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico.

Em 6 de janeiro de 2014, as ações da Companhia ingressaram no principal índice de ações da BM&FBovespa — o Índice Bovespa.

Em junho de 2015, a Companhia passou a integrar o 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 ordinárias da Tractebel são negociadas na BM&FBovespa sob código TBLE3. Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I, negociados no mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código TBLEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Desempenho das Ações — TBLE3

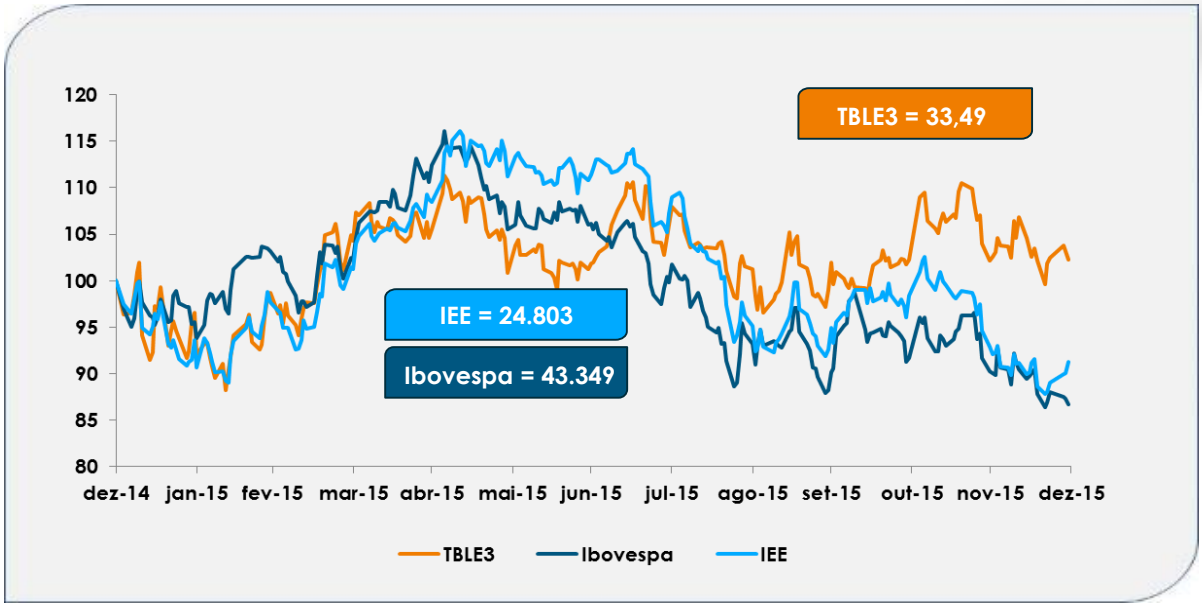
O Ibovespa, índice de referência do mercado acionário brasileiro, recuou 3,8% no 4T15 e 13,3% em 2015, marcando seu terceiro ano consecutivo em queda, reflexo às incertezas políticas e econômicas que rondam o Brasil, o que recentemente levou o País a perder seu "selo de bom pagador" na avaliação de duas agências de classificação de risco.

Nesse cenário, as ações da Tractebel Energia registraram valorização de 0,3% no último trimestre do ano de 2015, resultado superior à queda de 3,8% registrada tanto pelo Índice do Setor Elétrico (IEE) como pelo Ibovespa. **No acumulado do ano de 2015, as ações da Companhia valorizaram 2,3%**, enquanto o IEE e o Ibovespa retraíram 8,7% e 13,3%, respectivamente. As ações da Tractebel Energia encerraram o ano de 2015 cotadas a R$ 33,49/ação, atribuindo à Companhia **valor de mercado de R$ 21,9 bilhões.**

O volume médio diário de negociação de TBLE3, no 4T15, foi de R$ 32,2 milhões: 10,5% acima dos R$ 29,1 milhões registrados no mesmo período de 2014. **No acumulado de 2015, o volume médio de negociação atingiu R$ 27,9 milhões, acréscimo de 2,3%** diante do alcançado em 2014.



TBLE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2014)





Próximo Evento

A Tractebel realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

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

Data: 24 de fevereiro de 2016
Horário: 10h (horário de Brasília)

Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3193-1001 / (11) 2820-4001
Senha para os participantes: Tractebel

Webcast

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

Replay disponível de 24 de fevereiro a 1 de março de 2016. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012 | código: 1142637# (Português).

Reuniões com Analistas

São Paulo
Data: 29 de fevereiro de 2016
Horário: 9h
Local: Staybridge Suites São Paulo

Rio de Janeiro
Data: 29 de fevereiro de 2016
Horário: 19h
Local: JW Marriott Hotel Rio de Janeiro

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
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO

(Valores em R$ mil)		
Ativo	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Ativo Circulante	**4.443.105**	**3.273.997**
Caixa e equivalentes de caixa	2.396.854	1.604.731
Contas a receber de clientes	773.602	713.154
Estoques	88.888	70.259
Créditos fiscais a recuperar	46.385	50.751
Combustível a reembolsar	144.249	343.221
Indenização de seguro a receber	7.618	216.426
Depósitos vinculados	19.713	104.260
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	778.227	30.144
Hedge de empréstimos	488.802	27.538
Hedge de compromissos com fornecedores	289.425	2.606
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	-
Outros ativos circulantes	74.619	54.165
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	86.886
Ativo Não Circulante	**10.857.568**	**10.335.590**
Realizável a Longo Prazo	**716.695**	**480.996**
Créditos fiscais a recuperar	46.763	84.056
Depósitos vinculados	158.139	156.013
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	146.766	145.965
Outros depósitos vinculados	11.373	10.048
Depósitos judiciais	132.480	117.144
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	130.240	63.595
Hedge de empréstimos	-	38.430
Hedge de compromissos com fornecedores	130.240	25.165
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	197.079	-
Outros ativos não circulantes	51.994	60.188
Imobilizado	**9.897.550**	**9.658.078**
Intangível	**243.323**	**196.516**
Total	**15.300.673**	**13.609.587**



ANEXO II
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Passivo Circulante	**2.988.664**	**1.943.122**
Fornecedores	573.573	641.702
Dividendos e juros sobre o capital próprio	271.021	200.142
Empréstimos e financiamentos	1.712.490	454.321
Debêntures	489	442
Concessões a pagar	60.572	55.115
Imposto de renda e contribuição social a pagar	17.799	228.464
Outras obrigações fiscais e regulatórias	97.665	66.985
Provisão para remunerações e encargos	102.992	71.909
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	25.727	15.046
Obrigações com benefícios de aposentadoria	22.189	48.799
Outros passivos circulantes	104.147	160.197
Passivo Não Circulante	**5.669.873**	**6.011.516**
Empréstimos e financiamentos	2.353.268	3.435.085
Debêntures	180.947	162.884
Concessões a pagar	2.009.980	1.710.657
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	246.873	187.426
Obrigações com benefícios de aposentadoria	255.552	234.119
Imposto de renda e contribuição social diferidos	558.826	212.507
Outros passivos não circulantes	64.427	68.838
Patrimônio Líquido	**6.642.136**	**5.654.949**
Capital social	2.445.766	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	3.333.102	2.589.794
Ajustes de avaliação patrimonial	769.309	523.790
Participação de acionista não controlador	2.264	3.904
Total	**15.300.673**	**13.609.587**



ANEXO III
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS

(Valores em R$ mil)	4T15	4T14	Var. %	12M15	12M14	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.709.197**	**1.728.086**	**-1,1**	**6.512.037**	**6.472.496**	**0,6**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(844.767)**	**(941.282)**	**-10,3**	**(3.803.095)**	**(3.974.788)**	**-4,3**
Energia elétrica comprada para rev enda	(528.063)	(346.640)	52,3	(1.782.558)	(1.276.026)	39,7
Transações no mercado de curto prazo, inclusiv e no âmbito da CCEE	193.162	(145.899)	-232,4	(66.885)	(1.039.326)	-93,6
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(94.580)	(88.195)	7,2	(363.127)	(332.662)	9,2
Combustív eis para geração	(68.718)	(51.451)	33,6	(249.984)	(204.186)	22,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(52.780)	(47.393)	11,4	(177.958)	(170.504)	4,4
Pessoal	(65.613)	(54.761)	19,8	(224.666)	(202.391)	11,0
Materiais e serv iços de terceiros	(63.764)	(54.330)	17,4	(212.780)	(179.768)	18,4
Depreciação e amortização	(149.202)	(148.288)	0,6	(591.569)	(584.157)	1,3
Rev ersão (Constituição) de prov isões operacionais	2.848	16.295	-82,5	(63.217)	14.009	-551,3
Outros	(18.057)	(20.620)	-12,4	(70.351)	223	-31.647,5
Lucro Bruto	**864.430**	**786.804**	**9,9**	**2.708.942**	**2.497.708**	**8,5**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(59.335)**	**(53.035)**	**11,9**	**(205.112)**	**(194.760)**	**5,3**
Despesas com v endas	(3.847)	(4.240)	-9,3	(17.461)	(17.212)	1,4
Despesas gerais e administrativ as	(51.289)	(47.584)	7,8	(182.757)	(180.340)	1,3
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	(4.199)	(1.211)	246,7	(4.894)	2.792	-275,3
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**805.095**	**733.769**	**9,7**	**2.503.830**	**2.302.948**	**8,7**
Resultado Financeiro	**(97.472)**	**(118.384)**	**-17,7**	**(470.598)**	**(346.299)**	**35,9**
Receitas financeiras	85.574	36.757	132,8	280.830	206.410	36,1
Despesas financeiras	(183.046)	(155.141)	18,0	(751.428)	(552.709)	36,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**707.623**	**615.385**	**15,0**	**2.033.232**	**1.956.649**	**3,9**
Imposto de renda	(73.863)	(97.902)	-24,6	(383.334)	(418.423)	-8,4
Contribuição social	(34.087)	(35.578)	-4,2	(148.595)	(155.121)	-4,2
Lucro Líquido do Exercício	**599.673**	**481.905**	**24,4**	**1.501.303**	**1.383.105**	**8,5**
Número de Ações Ordinárias	**652.742**	**652.742**		**652.742**	**652.742**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9187**	**0,7383**		**2,3000**	**2,1189**	



ANEXO IV
TRACTEBEL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(Valores em R$ mil)	4T15	4T14	12M15	12M14
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	707.623	615.385	2.033.232	1.956.649
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	151.597	150.319	600.425	592.125
Variação monetária e cambial	65.285	36.148	215.845	74.012
Juros	97.422	103.075	470.385	363.450
Constituição de provisões operacionais	(8.976)	(4.104)	54.193	(938)
Outros	14.824	1.660	24.209	2.408
Lucro Ajustado	**1.027.775**	**902.483**	**3.398.289**	**2.987.706**
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	39.163	130.782	(54.660)	36.059
Combustível a reembolsar	3.494	(118.435)	198.972	(203.620)
Créditos fiscais a recuperar	(34.811)	(37.204)	(33.782)	(25.310)
Estoques	(2.990)	3.486	(18.629)	(5.474)
Depósitos vinculados e judiciais	(14.433)	(53.568)	45.203	(49.588)
Indenização de seguro a receber	87.393	(105.271)	208.808	(216.426)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	(223.143)	-	(223.143)	-
Outros ativos	(281)	35.433	(14.736)	(23.936)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(76.852)	261.460	(133.462)	164.810
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2.632	81.594	(1.323)	(4.358)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	15.567	(23.887)	39.431	(1.011)
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	(6.583)	4.820	(16.108)	18.128
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(1.511)	(11.576)	(11.980)	(33.439)
Outros passivos	7.239	11.823	19.777	(45.173)
Caixa Gerado pelas Operações	**822.659**	**1.081.940**	**3.402.657**	**2.598.368**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(78.932)	(147.770)	(477.035)	(666.441)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(93.559)	(61.374)	(347.010)	(255.024)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**650.168**	**872.796**	**2.578.612**	**1.676.903**
Atividades de Investimento	**(175.192)**	**(131.786)**	**(778.931)**	**(588.220)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(9.602)	(19.768)	(26.200)	(235.294)
Aplicação no imobilizado	(145.672)	(109.309)	(723.996)	(340.862)
Aplicação no intangível	(19.918)	(2.709)	(28.735)	(12.064)
Atividades de Financiamento	**(19.859)**	**413.581**	**(1.007.558)**	**(708.228)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	44.471	985.961	137.995	1.220.376
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(56.341)	(175.182)	(413.681)	(781.914)
Parcelas de concessões pagas	(15.648)	(14.273)	(59.006)	(54.894)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.446)	(378.180)	(704.335)	(1.081.325)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(4.930)	(6.069)	16.425	(11.795)
Outros	14.035	1.324	15.044	1.324
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**455.117**	**1.154.591**	**792.123**	**380.455**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.941.737	450.140	1.604.731	1.224.276
Saldo final	2.396.854	1.604.731	2.396.854	1.604.731
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**455.117**	**1.154.591**	**792.123**	**380.455**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária sobre financiamento capitalizados	40.295	16.530	67.808	17.776
Fornecedores de imobilizado e intangível	1.203	(4.790)	39.244	(34.147)
Juros sobre o capital próprio creditados	314.000	223.000	314.000	223.000
Compensação de imposto de renda e contribuição social	51.717	34.302	78.461	50.823
Provisão para gastos socioambientais	40.778	36.713	35.634	21.625
Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, líquidas dos depósitos vinculados	15.064	22.639	29.157	36.068