

Plano de expansão e incertezas sobre a hidrologia e seus efeitos reduzem payout de 2014 para 55%

Florianópolis (SC), 30 de março de 2015 – 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 e ao período acumulado de 12 meses encerrados em 31 de dezembro de 2014 (4T14 e 12M14). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), exceto quando indicado de modo diferente.

DESTAQUES

- ✓ **A receita líquida de vendas totalizou R\$ 6.472,5 milhões em 2014**, 16,2% ou R\$ 903,8 milhões acima da alcançada no ano de 2013, reflexo dos efeitos da elevação do preço médio líquido de venda, incremento no volume de energia vendida e da receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, e também do reconhecimento da recomposição de receita na CCEE.
- ✓ **O EBITDA alcançou R\$ 2.895,1 milhões em 2014**, uma queda de 4,8% ou R\$ 147,5 milhões na comparação com 2013, decorrente principalmente dos efeitos negativos das transações no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE, entre os anos analisados. A margem EBITDA no ano de 2014 atingiu 44,7%, redução de 9,9 p.p. em relação ao registrado em 2013. Expurgando-se os impactos anuais não recorrentes, o EBITDA teria reduzido em R\$ 403,6 milhões, ou 13,0%, entre os exercícios comparados.
- ✓ A Tractebel Energia apurou **lucro líquido acumulado de R\$ 1.383,1 milhões (R\$ 2,1189 por ação) em 2014**, valor 3,7% ou R\$ 53,6 milhões inferior ao apurado em 2013. Desconsiderando-se os efeitos anuais não recorrentes, o lucro líquido entre os anos analisados teria uma redução de R\$ 259,5 milhões, ou 17,7%.
- ✓ **O preço médio dos contratos de venda de energia**, líquido das exportações e deduções sobre a receita operacional bruta, **foi de R\$ 149,20/MWh**, 6,6% superior ao praticado no ano de 2013.
- ✓ **A quantidade de energia vendida no acumulado de 2014 foi de 37.072 GWh (4.232 MW médios) avanço de 4,6%**, em comparação a 2013.
- ✓ Em 28 de novembro, **a Companhia comercializou 386,9 MW médios de energia eólica, a biomassa e termelétrica no Leilão de Geração nº6/2014 (A-5)**. Adicionalmente, anunciou o desenvolvimento de 148,5 MW de energia eólica. Assim, a Companhia assegura crescimento de 12,7%, na sua capacidade instalada.
- ✓ Pelo décimo ano consecutivo, as ações da Tractebel Energia integram o **Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)** da BM&FBOvespa, do qual faz parte desde que foi criado, em 2005.
- ✓ Em dezembro de 2014, a Standard & Poor's **reafirmou os ratings de crédito corporativo da Companhia em 'brAAA/brA-1** na Escala Nacional Brasil, com perspectiva estável.
- ✓ O Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou, em reunião realizada em 30 de março de 2015, a proposta de **dividendos complementares** referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2014, no montante de **R\$ 172,1 milhões (R\$ 0,2636276932 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária.

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

Tractebel - Consolidado						
(valores em R\$ milhões)	4T14	4T13	Var.	12M14	12M13	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.728,1	1.488,0	16,1%	6.472,5	5.568,7	16,2%
Resultado do Serviço (EBIT)	733,8	423,4	73,3%	2.302,9	2.387,2	-3,5%
EBITDA ⁽¹⁾	884,1	645,2	37,0%	2.895,1	3.042,6	-4,8%
EBITDA / RLV - (%) ⁽¹⁾	51,2	43,4	7,8 p.p.	44,7	54,6	-9,9 p.p.
Lucro Líquido	481,9	286,3	68,3%	1.383,1	1.436,7	-3,7%
Dívida Líquida ⁽²⁾	2.237,8	2.149,3	4,1%	2.237,8	2.149,3	4,1%
Energia Vendida (MW médios)	4.337	4.061	6,8%	4.232	4.046	4,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽³⁾	152,17	144,05	5,6%	149,20	139,97	6,6%
Número de Empregados	1.174	1.165	0,8%	1.174	1.165	0,8%

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

(2) Valor ajustado, conforme explicação no item "Endividamento".

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

2014

Para divulgação imediata

Para informações adicionais, entre em contato com a área de Relações com Investidores:

Eduardo Sattamini

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

Antonio Previtali Jr.

Gerente de Relações com Investidores
previtali@tractebelenergia.com.br
Tel: (48) 3221-7221

Teleconferência com webcast

dia 31/03/2015 às 11h00 (horário de Brasília) em português – tradução simultânea para inglês.

Mais detalhes na seção "Próximo Evento", na página 18.

Visite nosso site

www.tractebelenergia.com.br

Baixe nosso aplicativo de RI



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A Tractebel Energia, maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui uma capacidade instalada total de **7.027,2 MW**, operando um parque gerador de **8.747,9 MW**, composto por 27 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 13 complementares – biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar, das quais 23 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)	65,5	65,5	jun-42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr-30
Guajiru	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	set-41
Fleixeiras I	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	set-41
Mundaú	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	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
Trairi	Eólica	Trairi (CE)	25,4	25,4	set-41
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**
Total - Complementares			358,6	348,5	
Total			8.747,9	7.027,2	

Expansão

Projetos em Construção

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
UTE Pampa Sul - Fase I	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	a definir
Complexo Eólico Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	a definir
Complexo Eólico Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan-45
Ferrari (expansão)	Biomassa	Pirassununga (SP)	15,0	15,0	jun-42
Total			4.528,9	2.278,9	

(*) Existe a perspectiva de a participação da GDF SUEZ 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (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, tendo seu contrato de concessão duração de 35 anos. No leilão de energia A-3 realizado em 17 de agosto de 2011, a ESBR vendeu outros 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. Assim, o total da capacidade comercial subiu para 2.184,6 MW médios. Adicionalmente, em 26 de dezembro de 2012, a Usina se tornou elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro junto à Organização das Nações Unidas (ONU), passando, portanto, a ter o direito de comercializar cerca de 6 milhões de toneladas de CO₂/ano quando operar em plena capacidade. Adicionalmente, conforme comunicado ao mercado divulgado pela Tractebel Energia em 13 de maio de 2013, a GDF SUEZ, 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) foi dada em 1º de julho de 2013 e pela Aneel em 24 de setembro de 2013. Com a conclusão da transação, a GDF SUEZ passou a deter uma participação de 40,0%, enquanto a Chesf e a Eletrosul, subsidiárias da Eletrobrás, permaneceram com 20,0% cada, mesma participação que passou a ter o sócio japonês. O projeto possui atualmente 26 unidades em operação comercial e mais duas sincronizadas à rede. Portanto, 28 unidades encontram-se conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Além delas, quatro unidades se encontram em diferentes fases de testes. Seguindo o modelo de negócios vigente, existe a perspectiva de a participação da GDF SUEZ no projeto ser transferida para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.



Área de montagem da casa de força da margem direita (Jan/2015)



Foto ilustrativa, projeção em 3D do projeto UTE Pampa Sul

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul – Fase I. A UTE Pampa Sul será implantada no Município de Candiota (RS) e contará com uma capacidade instalada de 340 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota e será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de uma linha de transmissão já existente na cidade de Bagé (RS). **Os seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados ao valor 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. A Companhia investirá aproximadamente R\$

1,8 bilhão na construção dessa fase da Usina.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia – Fase I. O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica totalizando um potencial aproximado de desenvolvimento de 630 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia, que serão desenvolvidos em etapas. No Leilão A-5 de 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia comercializou 82,6 MW médios ao valor médio de R\$ 135,47/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 (aproximadamente 70 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os 11 parques demandarão um investimento total de cerca de R\$ 1,7 bilhão.

Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará. No 2T14, foi autorizado o início de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, a ser instalado no Município de Trairi (CE), composto pelos seguintes empreendimentos e respectivas capacidades instaladas: Central Eólica Trairi II, 29,7 MW; Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Usina Geradora Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II, 29,7 MW. O empreendimento está localizado próximo ao Complexo Eólico Trairi, de 115,4 MW e já em operação comercial, e gozará de sinergia advinda de estruturas existentes, como subestação e linha de transmissão. **A Companhia investirá aproximadamente R\$ 460 milhões no Complexo Eólico Santa Mônica, proporcionando um incremento de 97,2 MW de energia renovável não convencional ao seu parque gerador,** após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, prevista para 2016.

Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari – São Paulo (expansão). A Companhia está direcionando investimentos da ordem de R\$ 85 milhões na modernização e ampliação da UTE Ferrari, a fim de ampliar sua capacidade instalada para 80,5 MW. Com isso, é esperada a elevação da sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. As obras de ampliação foram iniciadas em março de 2014 e a finalização está prevista para o primeiro semestre de 2015. No Leilão A-5 realizado em 28 de novembro de 2014, **a Tractebel Energia vendeu 9,8 MW médios, que serão provenientes do projeto de expansão da UTE Ferrari, ao valor de R\$ 202,00/MWh, pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2019.**



UTE Ferrari

Projetos em Desenvolvimento

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Partic. da Cia./Grupo
Complexo Eólico Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
UTE Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
UTE Pampa Sul - Fase II	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0
Complexo Eólico Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	300,0	300,0
Total			1.840,0	1.840,0

Complexo Eólico Santo Agostinho - Rio Grande do Norte. O Complexo é composto por 24 sociedades de propósito específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW**, todos 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 dezembro de 2014, a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., controlada da Companhia, concluiu a operação de aquisição do capital social de nove das 24 SPEs, que constituem a primeira fase do projeto a ser desenvolvida, que agregará 225 MW ao parque gerador da Companhia. Os estudos ambientais estão sendo elaborados e a emissão da Licença Prévia (LP) está prevista para o 4T15.



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 contará com uma capacidade instalada de aproximadamente 600 MW, e participará de um futuro leilão A-5 de energia. O estudo de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA), necessários para o requerimento da LP, foram concluídos.

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul – Fase II. A UTE Pampa Sul, que está sendo implantada no Município de Candiota (RS), possui possibilidade de ampliação de sua capacidade instalada em adicionais 340 MW, em uma segunda fase de desenvolvimento.

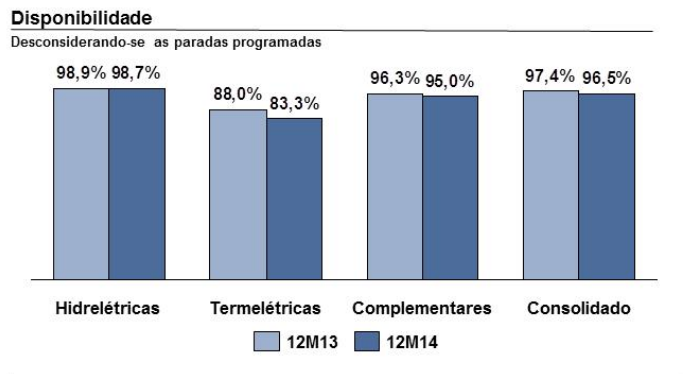
Complexo Eólico Campo Largo – Bahia – Fase II. A Companhia pretende acrescentar aproximadamente 300 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo em uma segunda fase de desenvolvimento, objetivando a venda da energia para os mercados livre e regulado.

Disponibilidade

No 4T14, as usinas operadas pela Tractebel atingiram 96,3% de **disponibilidade desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,5% nas usinas hidrelétricas, 76,3% nas termelétricas e 93,6% nas usinas de fontes complementares – PCHs, biomassas, eólicas e solar. Esse índice está 0,2 p.p. abaixo do valor acumulado **no ano: 96,5%.**

A redução pode ser atribuída exclusivamente às usinas termelétricas, principalmente em função da indisponibilidade forçada na unidade 6 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB), devido a um curto-circuito no seu gerador, que ocorreu no final de junho de 2014 e não permitiu que a unidade voltasse a operar até o fim do ano. Os valores acumulados em 2014 para as usinas hidrelétricas, termelétricas e de fontes complementares foram, respectivamente, 98,7%, 83,3% e 95,0%.

Quando consideradas também as paradas programadas, a disponibilidade global no último trimestre de 2014 foi de 86,6%, sendo 89,1% nas usinas hidrelétricas, 70,4% nas termelétricas e 86,6% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado **do ano foi de 86,8%** sendo 88,9% nas usinas hidrelétricas, 71,9% nas termelétricas e 89,3% nas usinas de fontes complementares.

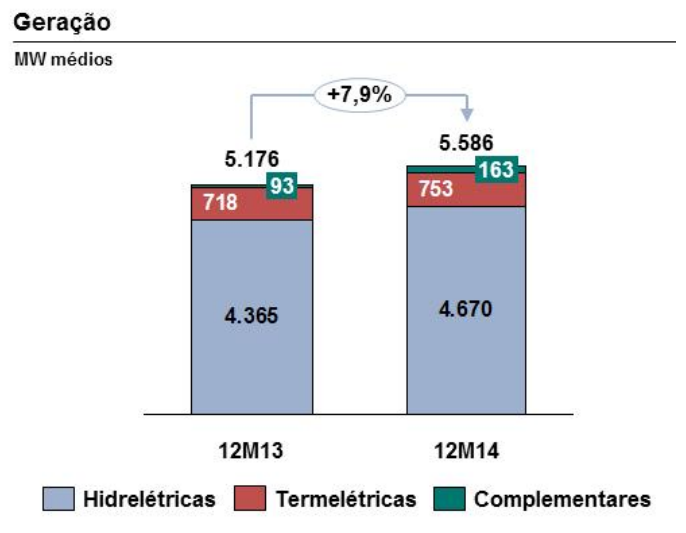


Produção

No 4T14, a produção de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel foi de 13.108 GWh (5.937 MW médios), redução de 5,2% em relação ao mesmo período de 2013. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 11.023 GWh (4.992 MW médios), as termelétricas por 1.649 GWh (747 MW médios) e as complementares por 436 GWh (198 MW médios). Esses resultados, comparados ao mesmo período de 2013, mostram uma redução de 6,9% em relação às usinas hidrelétricas, uma redução de 3,7% em relação às termelétricas e um aumento de 54,6% em relação às usinas complementares.

A geração das hidrelétricas no 4T14, apesar de afetada pelas paradas programadas realizadas em praticamente todas elas, além da modernização em três unidades geradoras das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra, foi a mais elevada quando comparada à dos outros três trimestres do ano. Quanto à redução na geração das usinas termelétricas em relação ao mesmo período de 2013, podemos citar como a maior causa a indisponibilidade forçada na unidade 6 da UTLB, já comentada anteriormente no item “Disponibilidade”.

No trimestre em análise, foram observados recordes mensais de geração nas eólicas Beberibe, Fleixeiras I, Mundaú e Trairi, que produziram respectivamente 11,5 GWh (15,5 MW médios), 17,9 GWh (24,0 MW médios), 15,6 GWh (20,9 MW médios) e 15,7 GWh (21,0 MW médios).



No período de 12 meses, a produção total de energia elétrica alcançou 48.941 GWh (5.586 MW médios), um aumento de 7,9% em relação a 2013. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 40.912 GWh (4.670 MW médios), um aumento de 7,0%; as termelétricas por 6.598 GWh (753 MW médios), um aumento de 4,8%; e as usinas complementares por 1.432 GWh (163 MW médios), um aumento de 76,5%.

O aumento de produção das usinas complementares deve-se principalmente à entrada em operação das usinas eólicas Fleixiras I e Mundaú, da UTE Ferrari e da Usina Solar Cidade Azul em 2014.

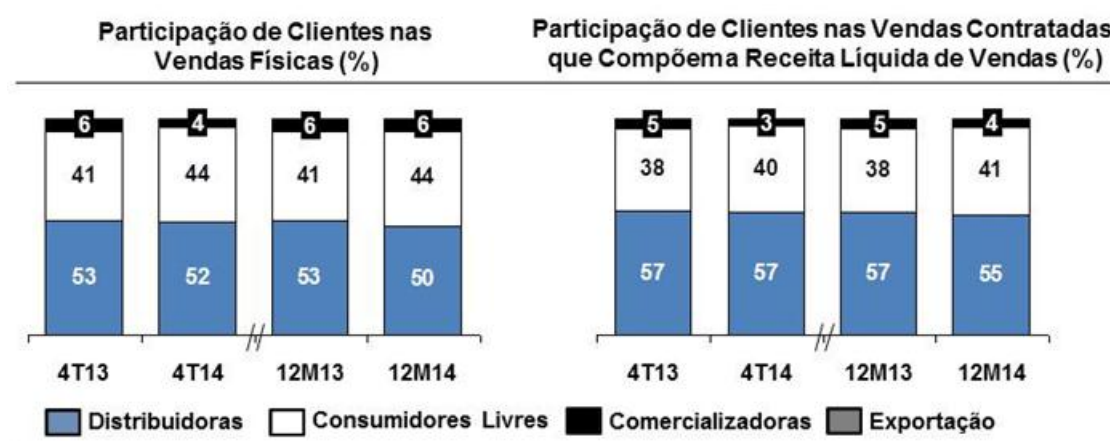
Cabe destacar que o aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma forma, a redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente em deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do MRE, que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre os seus participantes.

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

Cientes

Em comparação ao 4T13, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia no 4T14 cresceu 2,5 p.p. nas vendas físicas e 2,6 p.p. na receita líquida de vendas relativa às vendas contratadas, atingindo 43,9% e 40,2%, respectivamente.

No acumulado dos 12M14, os consumidores livres representaram 44,0% das vendas físicas e 40,6% da receita líquida de vendas, registrando aumentos de 2,6 p.p. em ambos os indicadores em comparação a 2013.



Estratégia

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano de forma a amortecer o risco de ficar exposto 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 se mostra com maior propensão a comprar. Entretanto, em razão da alteração da metodologia de cálculo do preço spot, elevando-o consideravelmente, e da maior volatilidade desse preço, aliada ao déficit sistêmico de geração hidrelétrica que vem se verificando nos últimos trimestres e da perspectiva de manutenção desse cenário para os próximos, a Tractebel Energia vem considerando deixar um volume maior de sua capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos decorrentes desses fatores.

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda em vigor em 31 de dezembro de 2014, o balanço de energia da Tractebel é apresentado a seguir:

Balanco de Energia

(em MW médio)	2015	2016	2017	2018	2019	2020			
Recursos Próprios	3.533	3.524	3.549	3.562	3.943	3.932	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto
+ Compras para Revenda	812	813	425	390	370	200	no Leilão	Referência	Corrigido p/ 31/12/14
= Recursos Totais (A)	4.345	4.337	3.974	3.952	4.313	4.132	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)
Vendas reguladas*	1.819	1.676	1.323	1.323	1.710	1.557			
2005-EE-2008-08	143	-	-	-	-	-	81,6	abr-05	130,3
2005-EE-2009-08	353	353	-	-	-	-	94,0	out-05	147,4
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	178,7
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	196,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	205,1
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	jun-07	184,4
2014-EE-2014-06	150	150	150	150	150	-	270,7	mai-14	270,7
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	267,7
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	214,0
Mix de leilões (Reserva / Energia Nova / GD)	18	18	18	18	17	14	-	-	199,6
2014-EN-2019-25	-	-	-	-	295	295	202,0	nov-15	202,0
2014-EN-2019-25	-	-	-	-	10	10	202,0	nov-15	202,0
2014-EN-2019-20	-	-	-	-	83	83	135,5	nov-15	135,5
+ Vendas Bilaterais	2.427	2.264	2.026	1.613	1.254	848			
= Vendas Totais (B)	4.246	3.940	3.349	2.936	2.964	2.405			
Saldo (A - B)	99	397	625	1.016	1.349	1.727			
Preço líquido médio de venda (R\$/MWh) *1:	158,0	155,0	153,4						
Preço líquido médio de compra (R\$/MWh) *2:	167,2	164,1	188,2						

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:

XXXX ⇒ ano de realização do leilão

YY ⇒ EE = energia existente ou EN = energia nova

WWW ⇒ 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 31/12/14, ou seja, não considera a inflação futura.

*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/12/14, 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 contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

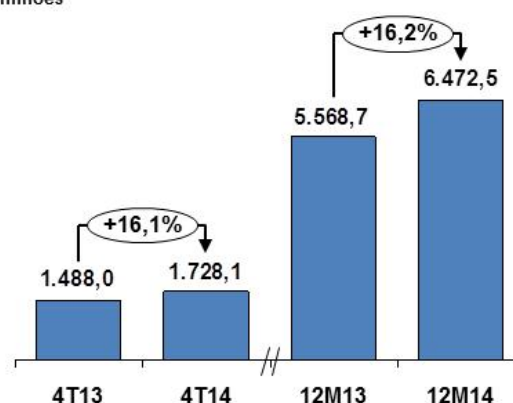
Desempenho Econômico-Financeiro

Receita Líquida de Vendas

No 4T14, a receita líquida de vendas apresentou um crescimento de 16,1%, ou R\$ 240,1 milhões, quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R\$ 1.488,0 milhões para R\$ 1.728,1 milhões. Os principais fatores que contribuíram para essa variação foram os seguintes: (i) R\$ 90,8 milhões – incremento no volume de energia vendida; (ii) R\$ 75,0 milhões – elevação do preço médio líquido de venda; (iii) R\$ 16,9 milhões – aumento na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iv) R\$ 59,1 milhões – recomposição de receita que a Companhia deixou de auferir na CCEE em razão da paralisação temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

Receita Líquida de Vendas

R\$ milhões



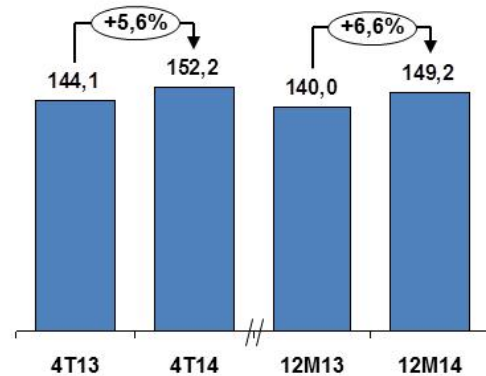
Na comparação entre os anos, houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R\$ 903,8 milhões, ou 16,2%, passando de R\$ 5.568,7 milhões no ano de 2013 para R\$ 6.472,5 milhões em 2014. Essa elevação decorreu essencialmente da seguinte combinação: (i) R\$ 351,4 milhões - aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 218,4 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iii) R\$ 176,8 milhões – acréscimo da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as no âmbito da CCEE; (iv) R\$ 159,9 milhões – recomposição de receita na CCEE, conforme anteriormente mencionado; e (v) R\$ 6,1 milhões – redução da receita de venda de crédito de carbono.

✓ Preço médio líquido de venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R\$ 152,17/MWh no 4T14, 5,6% acima do apurado no mesmo trimestre de 2013, cujo valor foi de R\$ 144,05/MWh. Nos doze meses de 2014, esse preço foi de R\$ 149,20/MWh, **6,6% superior ao praticado no ano de 2013**, que foi de R\$ 139,97/MWh. A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes.

Preço Líquido Médio de Venda*

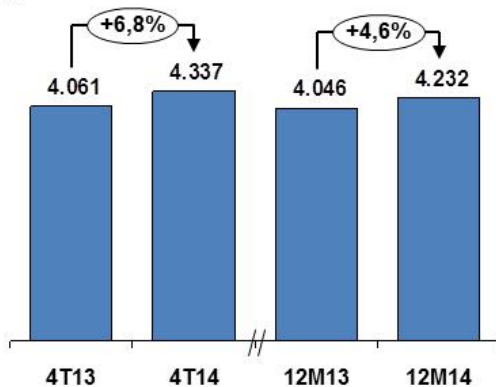
R\$/MWh



* líquido de exportações e impostos sobre a venda

Volume Total de Vendas

MW médios



✓ Volume de vendas

A quantidade de energia vendida passou de 8.966 GWh (4.061 MW médios) no 4T13 para 9.577 GWh (4.337 MW médios) no 4T14, incremento de 6,8%, ou 611 GWh (276 MW médios), entre os períodos comparados. Tal variação é decorrente principalmente da combinação do seguinte: (i) elevação do volume de compras; (ii) início da operação plena do Complexo Eólico Trairi; e (iii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., eventos parcialmente compensados pela redução da demanda de clientes e pelo maior volume de capacidade comercial descontratada em 2014.

A quantidade de energia vendida no acumulado de 2014 foi de 37.072 GWh (4.232 MW médios) contra 35.445 GWh (4.046 MW médios) registrados em 2013, um crescimento de 1.627 GWh (186 MW médios), ou

4,6%. Os efeitos que resultaram nesta variação são basicamente os mesmos explicados para o 4T14, acima.

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

✓ Distribuidoras

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 826,8 milhões no 4T14, montante 11,6% superior aos R\$ 740,9 milhões auferidos no 4T13. A combinação das seguintes variações contribuiu para esse efeito: (i) R\$ 48,7 milhões – elevação de 6,4% no preço médio líquido de venda; e (ii) R\$ 37,2 milhões – aumento de 230 GWh (104 MW médios), ou 4,9%, no volume de vendas, em razão da venda de energia no 13º Leilão de Energia Existente, bem como em decorrência da aquisição da controlada Ferrari Termoelétrica S.A., eventos parcialmente compensados pela redução de quantidades contratadas de energia em outros contratos.

No ano de 2014, essa receita atingiu 3.044,0 milhões, **aumento de 7,8% em relação ao exercício de 2013**, que apresentou R\$ 2.824,2 milhões de receita de venda a distribuidoras. Esse acréscimo é explicado pela associação das seguintes variações: (i) R\$ 216,1 milhões – crescimento de 7,6% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 3,7 milhões – ligeiro incremento de 0,1% do volume de energia vendida.

✓ Comercializadoras

A receita de venda a comercializadoras passou de R\$ 64,6 milhões no 4T13 para R\$ 44,7 milhões no 4T14, redução de 30,8% entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R\$ 12,5 milhões – decréscimo de 108 GWh (49 MW médios), ou 20,6%, na quantidade de energia vendida; e (ii) 7,4 milhões – redução de 12,9% no preço médio líquido de vendas.

No período de 12 meses de 2014, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 239,2 milhões, **4,4% inferior à receita auferida em 2013 de R\$ 250,1 milhões**. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R\$ 7,6 milhões – diminuição de 3,1%, ou 65 GWh (7 MW médios), na quantidade de energia vendida; e (ii) R\$ 3,3 milhões – decréscimo de 1,3% no preço médio líquido de vendas.

✓ **Consumidores livres**

A receita de venda a consumidores livres aumentou 20,5% entre os trimestres em análise, passando de R\$ 486,0 milhões no 4T13 para R\$ 585,8 milhões no mesmo período de 2014. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R\$ 66,1 milhões – crescimento de 489 GWh (221 MW médios), ou 13,2%, na quantidade de energia vendida; e (ii) R\$ 33,7 milhões - elevação de 6,5% no preço médio líquido de venda da energia.

Nos doze meses de 2014, essa receita alcançou R\$ 2.247,9 milhões, 19,1% além dos R\$ 1.887,0 milhões auferidos no ano de 2013. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R\$ 222,3 milhões – acréscimo de 1.669 GWh (191 MW médios), ou 11,4%, na quantidade de venda de energia; e (ii) R\$ 138,6 milhões – crescimento de 6,9% no preço médio líquido da energia vendida.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE**

No 4T14, a receita auferida no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, foi de R\$ 259,9 milhões, enquanto no mesmo período de 2013 foi de R\$ 183,9 milhões, representando um aumento de R\$ 76,0 milhões entre os trimestres comparados. Já nos doze meses de 2014, em relação ao ano anterior, houve uma **ampliação de R\$ 336,7 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 566,4 milhões em 2013 **para R\$ 903,1 milhões em 2014**. Os montantes apurados no 4T14 e nos 12M14 incluem o reconhecimento da recomposição de receita devido à redução da posição credora na CCEE, em razão da interrupção temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, nos valores de R\$ 59,1 milhões e 159,9 milhões, respectivamente. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas a seguir no item “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 ligeiramente reduzidos em R\$ 0,2 milhão entre os trimestres comparados, passando de R\$ 941,5 milhões no 4T13 para R\$ 941,3 milhões no trimestre em análise. **No ano de 2014, esses custos alcançaram R\$ 3.974,8 milhões, 36,5%, ou R\$ 1.063,1 milhões, superiores** aos R\$ 2.911,7 milhões registrados no ano de 2013.

Essas variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** incremento de R\$ 135,3 milhões no 4T14 em comparação com o mesmo trimestre de 2013, e de R\$ 500,5 milhões no ano de 2014 em relação a 2013, refletindo principalmente (i) os reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) o aumento das contratações de médio e longo prazo nos montantes de 772 GWh (350 MW médios) no 4T14 e 2.897 GWh (331 MW médios) nos 12M14.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram inferiores em R\$ 163,5 milhões. Já entre os exercícios de 2014 e 2013, ocorreu aumento nos custos de R\$ 401,6 milhões. Tais variações incluem o montante de R\$ 83,3 milhões, reconhecido como recuperação de custo, haja vista a elevação da exposição na CCEE devido à interrupção temporária da geração de unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda anteriormente mencionada. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R\$ 19,8 milhões na confrontação do 4T14 com o mesmo trimestre de 2013, e de R\$ 134,1 milhões entre os anos comparados, refletindo principalmente o aumento do consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona em razão de maior despacho da Usina.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 9,4 milhões entre os trimestres em análise e de R\$ 25,1 milhões entre os exercícios de 2014 e de 2013, reflexo em grande parte do reajuste anual das tarifas de transmissão, além da entrada em operação comercial do Complexo Eólico Trairi e da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** crescimento de R\$ 8,6 milhões entre os trimestres analisados e de R\$ 20,7 milhões na confrontação entre os anos comparados, em decorrência principalmente de maior demanda por serviços de operação e manutenção, especialmente, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Hidrelétrica São Salvador e na Usina Termelétrica Ferrari.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties):** redução de R\$ 1,4 milhão entre os trimestres comparados e aumento de R\$ 22,4 milhões entre os anos de 2014 e 2013. A elevação ocorrida no comparativo entre os anos é explicada em grande parte pelo incremento na geração de unidades hidrelétricas da

Companhia.

- ✓ **Pessoal:** aumento de R\$ 3,2 milhões no 4T14 em relação ao mesmo trimestre de 2013 e de R\$ 16,1 milhões entre os anos analisados, em função substancialmente do reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.
- ✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R\$ 1,3 milhão e de R\$ 9,7 milhões nos trimestres e anos comparados, respectivamente, em função sobretudo do início da operação do Complexo Eólico Trairi e da aquisição da Ferrari Termoeletrica S.A.
- ✓ **Reversão de provisões operacionais, líquida:** efeito positivo no resultado de R\$ 18,4 milhões no 4T14 em comparação ao quarto trimestre de 2013, e de R\$ 13,8 milhões entre os anos analisados. Tais variações apresentadas no comparativo entre os trimestres e anos são resultantes principalmente do que segue: (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 função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; e (iii) R\$ 15,7 milhões – reversão de provisão relativa à cobrança de INSS em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais denominado “REFIS da Copa”.
- ✓ **Outros:** aumento de despesa em R\$ 4,6 milhões no 4T14 em relação ao mesmo período de 2013, devido principalmente ao pagamento de contingências decorrentes de débitos com o INSS, com redução de penalidades previstas no “REFIS da Copa”. Na comparação entre os anos ocorreu um efeito positivo de R\$ 55,4 milhões, refletindo essencialmente a reversão no 2T14 de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão, no valor de R\$ 54,8 milhões.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive as Transações na 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 Tractebel na CCEE. Dessa forma, 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, logo, 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 em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito 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, que ocorre quando a geração das usinas que fazem parte do MRE, em relação à energia alocada, é maior (Energia Secundária) ou menor (GSF – *Generation Scaling Factor*); (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, por sua vez, será liquidada ao valor do PLD.

No 4T14, a Companhia obteve um resultado líquido positivo (diferença entre receitas e despesas – deduzidas dos tributos incidentes sobre as mesmas) decorrente das transações de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE, no valor de R\$ 114,0 milhões, uma melhoria de R\$ 239,5 milhões em relação ao resultado líquido negativo de R\$ 125,5 milhões apurado no 4T13.

Essa variação decorreu essencialmente da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física resultante da aplicação do GSF no 4T14 e da geração de Energia Secundária no 4T13; (ii) aumento da posição credora na CCEE em função dos efeitos da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) elevação da exposição termelétrica em decorrência de parada de geração para a manutenção

de unidade geradora do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (iv) compra de energia no curto prazo no 4T13; e (v) reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE, resultante de interrupção na geração, motivada por sinistros em unidades geradoras. Assim, os itens (ii), (iv) e (v) atenuaram os impactos negativos dos outros dois.

No acumulado de 2014, o resultado líquido decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi negativo em R\$ 136,2 milhões ante ao também resultado negativo de R\$ 71,3 milhões, obtido no mesmo período de 2013, ou seja, uma piora de R\$ 64,9 milhões entre os anos comparados. Expurgando a constituição da provisão da CNPE 03 em 2013 e a sua reversão em 2014, o resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, entre os exercícios, seria maior em R\$ 173,9 milhões.

Essa piora decorreu em especial pela conjunção do que segue: (i) crescimento do efeito líquido negativo decorrente da aplicação do GSF; (ii) elevação da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação de energia pela Companhia; (iii) aumento da exposição termelétrica da Companhia relacionada sobretudo à suspensão de geração causada pelos sinistros e manutenções de unidades geradoras termelétricas; (iv) redução de compras de energia de curto prazo; (v) elevação do resultado positivo no MRE; (vi) reversão da provisão dos eventuais custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; e (vii) recuperação dos efeitos negativos na CCEE, ocasionados pela interrupção na geração, devido a sinistros em unidades geradoras, anteriormente mencionado. Dessa forma, os efeitos negativos relatados nos itens (i) e (iii) foram atenuados pelos demais.

Cabe considerar que os expressivos aumentos do PLD médio entre os trimestres e anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes da ampliação da posição credora na CCEE e, de forma negativa, para os custos relativos à aplicação do GSF e à exposição termelétrica.

Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 151,3%, passando de R\$ 286,51/MWh no 4T13 para R\$ 719,99/MWh no 4T14. No comparativo entre os anos, o PLD nos mesmos submercados **avançou 161,7%, passando de R\$ 258,19/MWh em 2013 para R\$ 675,81/MWh em 2014.**

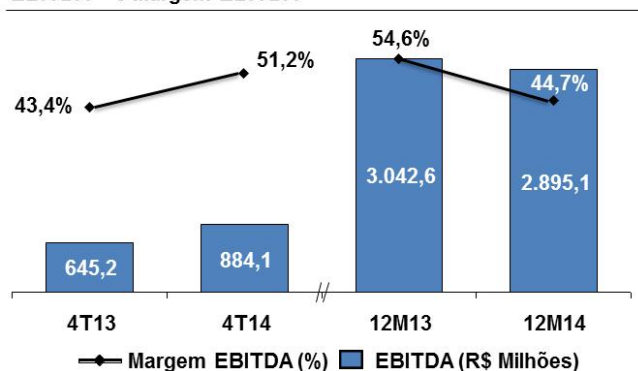
Provisão para Redução ao Valor Recuperável

No ano de 2013, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos, em especial os da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R\$ 72,8 milhões. O *impairment* dos ativos de Charqueadas foi constituído em razão dos prováveis efeitos resultantes das normas impostas pela Aneel que preveem a redução do reembolso do carvão a partir de janeiro de 2016, o que, de acordo com avaliações internas, inviabilizaria a recuperação dos ativos e dos investimentos adicionais que seriam necessários para atendimento aos novos fatores de eficiência da usina exigidos pelo Regulador.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos retro mencionados, o EBITDA do 4T14 foi de R\$ 884,1 milhões, 37,0% ou R\$ 238,9 milhões acima do apurado no 4T13, que foi de R\$ 645,2 milhões. A margem EBITDA foi de 51,2% no 4T14, representado um acréscimo de 7,8 p.p. em relação ao mesmo período de 2013. As elevações acima citadas decorreram substancialmente da combinação dos seguintes fatores anteriormente mencionados: (i) elevação de R\$ 165,8 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) efeito positivo de R\$ 97,1 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) reconhecimento do montante de R\$ 142,4 milhões relativo à recuperação dos impactos negativos na CCEE, resultante de paralização na geração, motivada por sinistros em unidades geradoras; (iv) aumento de R\$ 135,3 milhões nas compras de energia para revenda; (v)

EBITDA ⁽¹⁾ e Margem EBITDA



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

crescimento de R\$ 19,8 milhões no consumo de combustível; e (vi) elevação de R\$ 8,2 milhões dos demais custos da energia vendida.

No período de doze meses, o EBITDA apresentou redução de R\$ 147,5 milhões, ou 4,8%, passando de R\$ 3.042,6 milhões em 2013 para R\$ 2.895,1 milhões em 2014. A margem EBITDA em 2014 atingiu 44,7%, representando uma queda de 9,9 p.p. em comparação com 2013. As reduções dos referidos indicadores decorreram principalmente da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 569,8 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) efeito negativo de R\$ 417,1 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) reconhecimento em 2014 da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia, conforme acima mencionado, no valor de R\$ 243,2 milhões; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, constituída em 2013, no montante de R\$ 54,5 milhões, resultando em variação positiva de R\$ 109,0 milhões; (v) acréscimo de R\$ 500,5 milhões nas compras de energia para revenda; (vi) crescimento de R\$ 134,1 milhões no consumo de combustível; (vii) constituição em 2014 de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor, em função de divergência à definição do preço do combustível consumido, no montante de R\$ 89,3 milhões; (viii) reversão em 2014 de provisões relativas: (viii.i) 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; e (viii.ii) a passivos prescritos, no montante de R\$ 54,8 milhões; e (ix) elevação de R\$ 75,6 milhões dos demais custos e despesas operacionais. **Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes mencionados nos itens (iv), (viii.i) e (viii.ii), o EBITDA teria alcançado R\$ 2.693,5 milhões e R\$ 3.097,1 milhões, nos anos de 2014 e 2013, respectivamente, uma redução de R\$ 403,6 milhões, ou 13,0%, entre os exercícios comparados.**

A fim de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA, apresentamos a tabela abaixo:

(valores em R\$ milhões)	4T14	4T13	Var. %	12M14	12M13	Var. %
Lucro líquido	481,9	286,3	68,3	1.383,1	1.436,7	-3,7
(+) Imposto de renda e contribuição social	133,5	3,9	3.345,5	573,5	565,0	1,5
(+) Despesas financeiras, líquidas	118,4	133,3	-11,2	346,3	385,5	-10,2
(+) Depreciação e Amortização	150,3	148,9	0,9	592,1	582,5	1,7
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	0,0	72,8	-100,0	0,0	72,8	-100,0
EBITDA	884,1	645,2	37,0	2.895,1	3.042,6	-4,8

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T14, essas receitas atingiram R\$ 36,8 milhões, R\$ 8,2 milhões acima dos R\$ 28,6 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2013 em função substancialmente do incremento na receita com aplicações financeiras dos recursos disponíveis da Companhia.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R\$ 23,7 milhões, passando de R\$ 182,7 milhões em 2013 para R\$ 206,4 milhões em 2014. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) reversão de R\$ 61,4 milhões, no ano de 2014, correspondente aos juros e variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (ii) aumento de R\$ 25,4 milhões na receita com aplicações financeiras; (iii) redução de R\$ 18,0 milhões nos ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; (iv) reconhecimento de ganho de R\$ 49,1 milhões em 2013, oriundo da liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN); e (v) incremento de R\$ 2,0 milhões de variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: essas despesas no 4T14 foram de R\$ 155,1 milhões, R\$ 6,8 milhões abaixo das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R\$ 161,9 milhões. As principais variações observadas foram as seguintes: (i) redução de R\$ 7,9 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas; (ii) queda de R\$ 7,6 milhões na despesa com variação cambial; (iii) incremento de R\$ 2,9 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; e (iv) elevação de R\$ 5,8 milhões nos encargos financeiros sobre demais débitos da Companhia.

Em base anual, as despesas caíram de R\$ 568,2 milhões para R\$ 552,7 milhões, ou seja, R\$ 15,5 milhões, resultado da combinação das seguintes variações: (i) redução de R\$ 42,4 milhões na despesa com variação cambial de dívidas; (ii) aumento de R\$ 7,9 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) elevação de R\$ 7,3 milhões nos juros líquidos sobre passivo atuarial; (iv) crescimento de R\$ 6,8 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas; e (v) incremento de R\$ 4,9 milhões nos encargos financeiros sobre demais débitos da Companhia.

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

As despesas com IR e CSLL no 4T14 foram de R\$ 133,5 milhões, valor superior em R\$ 129,6 milhões ao do mesmo trimestre de 2013, que foi de R\$ 3,9 milhões. O aumento decorreu da elevação do lucro antes dos tributos combinado com o menor valor de crédito de juros sobre o capital próprio em 2014.

No acumulado do ano, essas despesas passaram de R\$ 565,0 milhões em 2013 para R\$ 573,5 milhões em 2014, aumento de R\$ 8,5 milhões. Essa variação também é resultado sobretudo da combinação entre a redução do lucro antes dos impostos e do menor montante do crédito dos juros sobre o capital próprio. **As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro nos anos de 2014 e 2013 ficaram em 29,3% e 28,2%, respectivamente.**

Lucro Líquido

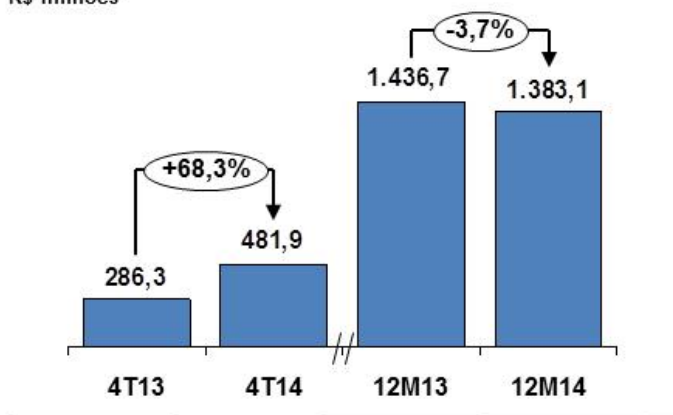
O lucro líquido do 4T14 foi de R\$ 481,9 milhões, valor R\$ 195,6 milhões, ou 68,3%, superior aos R\$ 286,3 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse aumento decorreu, substancialmente, do que segue: (i) crescimento de R\$ 238,9 milhões no EBITDA; (ii) redução de R\$ 15,0 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) elevação de R\$ 1,5 milhão da depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de ativos no ano de 2013, no montante de R\$ 72,8 milhões; e (v) aumento de R\$ 129,6 milhões do imposto de renda e contribuição social.

No exercício, o lucro líquido passou de R\$ 1.436,7 milhões em 2013 para R\$ 1.383,1 milhões em 2014, ou seja, uma redução de R\$ 53,6 milhões, ou 3,7%. Essa variação decorreu, essencialmente, dos seguintes fatores anteriormente explicados, líquidos do imposto de renda e contribuição social: (i) redução de R\$ 97,4 milhões do EBITDA; (ii) queda de R\$ 37,1 milhões das despesas financeiras líquidas recorrentes e redução dos ganhos financeiros não recorrentes entre os anos de 2013 e 2014 de R\$ 11,2 milhões, resultando em uma variação de R\$ 25,9 milhões no resultado financeiro; (iii) aumento de R\$ 6,4 milhões da depreciação e amortização; (iv) reconhecimento do *impairment* de R\$ 48,0 milhões no exercício de 2013; e (v) redução de R\$ 23,7 milhões das deduções permanentes das bases de cálculo do imposto de renda e contribuição social, em especial os juros sobre o capital próprio.

Expurgando-se os efeitos anuais não recorrentes, líquidos de impostos, que impactaram positivamente o EBITDA de 2014, no valor total de R\$ 133,1 milhões, e negativamente o ano de 2013, em R\$ 36,0 milhões, o registro do *impairment* em 2013 no valor de R\$ 48,0 milhões e os efeitos positivos não recorrentes no resultado financeiro, quais sejam: (i) encargos financeiros de R\$ 40,5 milhões sobre os passivos prescritos revertidos em 2014; (ii) ganho no ano de 2013 de R\$ 32,4 milhões na liquidação antecipada de dívida; e (iii) ganho em 2013 de R\$ 19,3 milhões em ação judicial transitada em julgado, o lucro líquido nos anos de 2014 e 2013 seria R\$ 1.209,5 milhões e R\$ 1.469,0 milhões, respectivamente, uma redução de R\$ 259,5 milhões, ou 17,7%, entre os anos analisados.

Lucro Líquido

R\$ milhões

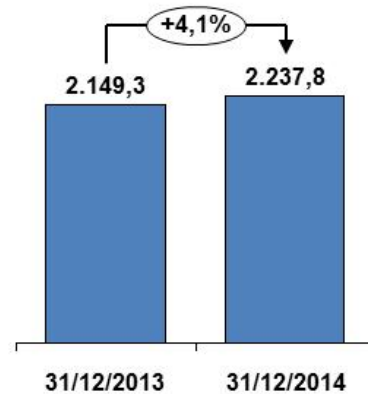


Endividamento

Em 31 de dezembro de 2014, a **dívida líquida (dívida total menos caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R\$ 2.237,8 milhões, um acréscimo de 4,1%** em relação ao registrado ao final de 2013. A partir do 3T14, os depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida passaram a ser deduzidos da dívida bruta para fins de composição da dívida líquida apresentada pela Companhia. De modo a manter a consistência dos procedimentos entre os períodos analisados, a dívida líquida de 31 de dezembro de 2013 passou de R\$ 2.271,2 milhões para R\$ 2.149,3 milhões.

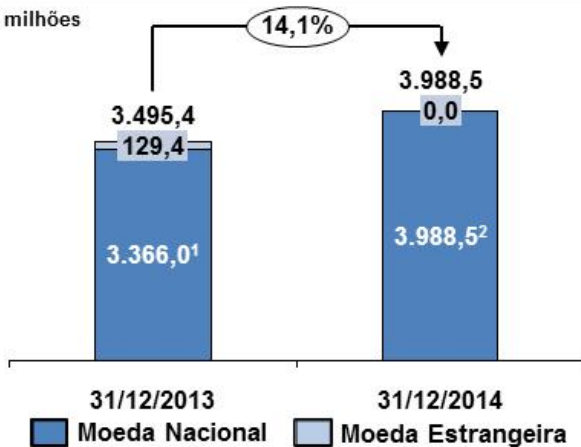
Evolução da Dívida Líquida

R\$ milhões



Composição da Dívida Bruta

R\$ milhões



¹ Inclui dívida de US\$ 90,0 milhões com swap integral para CDI.

² Inclui dívida de US\$ 370,3 milhões com swap integral para CDI.

O incremento no endividamento da Companhia está relacionado principalmente à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre 2013 e 2014: (i) saques junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total acumulado de R\$ 130,7 milhões, para suportar os investimentos na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo; (ii) absorção do contrato de financiamento com BNDES e bancos repassadores decorrente da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. no valor de R\$ 44,5 milhões; (iii) contratação de empréstimos em bancos estrangeiros no valor de US\$ 370,3 milhões (equivalente a R\$ 927,2 milhões), sujeitos a operações de swap, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra a alta do dólar norte-americano; (iv) emissão, em dezembro de 2014, de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante de R\$ 162,4 milhões; (v) a geração de R\$ 265,3 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (vi) amortização de debêntures no valor de R\$ 184,6 milhões; e (vii) R\$ 852,3 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.

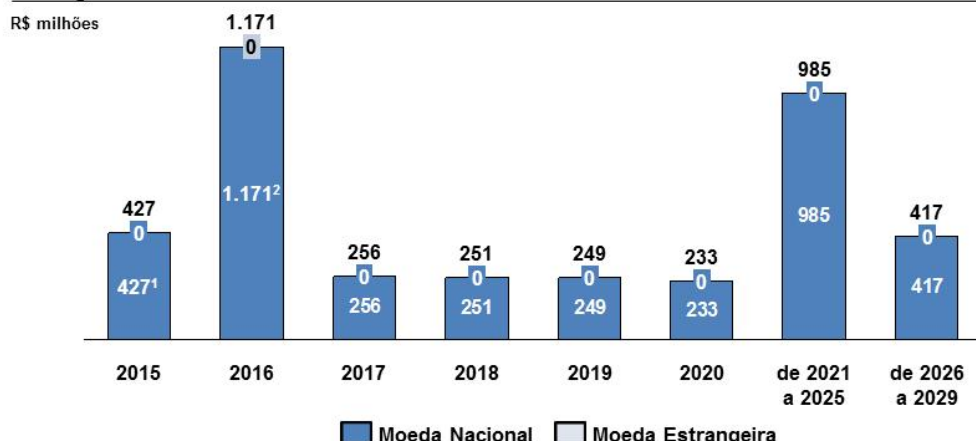
A **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida de operações de hedge, **totalizava R\$ 3.988,5 milhões ao final de 2014, um acréscimo de 14,1%** comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2013. Do total da dívida no final do período, 28,7% estava denominada em moeda estrangeira (9,7% ao final de 2013). Considerando-se, no entanto, as operações de swap contratadas, não havia exposição a moedas estrangeiras ao final de 2014.

Custo da Dívida



¹ Inclui dívida de US\$ 460,3 milhões com swap integral para CDI.

Cronograma de Vencimento da Dívida



¹ Inclui dívida de US\$ 90,0 milhões com swap integral para CDI.

² Inclui dívida de US\$ 370,3 milhões com swap integral para CDI.

Investimentos

No 4T14, foram realizados investimentos de R\$ 140,0 milhões, dos quais R\$ 43,7 milhões foram aplicados na construção de novas usinas e R\$ 96,3 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador da Companhia.

No ano de 2014, a Companhia deu continuidade ao crescimento e a revitalização do seu complexo gerador. A construção dos Complexos Eólicos Trairi, Campo Largo e Santa Mônica e a ampliação da UTE Ferrari demandaram R\$ 343,0 milhões. Já nos projetos de manutenção e revitalização foram investidos R\$ 228,4 milhões.

Dessa forma, em 2014 os investimentos totalizaram R\$ 571,4 milhões.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou, em reunião realizada em 30 de março de 2015, a proposta de dividendos complementares referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2014, **no montante de R\$ 172,1 milhões (R\$ 0,2636276932 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

Assim, o total de proventos relativos a 2014 atingirá R\$ 775,2 milhões, equivalente a R\$ 1,1875973571 por ação ou 55% do lucro líquido distribuível ajustado.

SUSTENTABILIDADE: COMPROMISSO, CERTIFICAÇÕES E DESEMPENHO

A Tractebel atua sob os princípios do desenvolvimento sustentável, respeitando em suas operações o equilíbrio das dimensões ambiental, social e econômica. As diretrizes que norteiam os planos de gestão ambiental da Companhia estão em seu Código do Meio Ambiente, que prevê o cumprimento das exigências dos órgãos ambientais, bem como a interação com as comunidades que vivem sob a influência das usinas, cooperando com a melhoria da sua qualidade de vida.

Todas as usinas da Companhia possuem os certificados NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001, com exceção das adquiridas e que entraram em operação a partir de 2008. A certificação NBR ISO 9001 tem por objetivo a melhoria dos procedimentos internos das empresas e visa o aprimoramento contínuo de produtos e serviços. A NBR ISO 14001 é uma norma para sistemas de gestão ambiental, projetada para compatibilizar a proteção ambiental e prevenção da poluição com o crescimento socioeconômico das empresas.

Esse compromisso com os recursos naturais resultou na sua permanência no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), da BM&FBovespa, uma carteira de ações de companhias consideradas sustentáveis no longo prazo e com excelente desempenho nos aspectos financeiros, sociais, ambientais e de governança corporativa. Com relação aos indicadores socioambientais, a tabela a seguir apresenta os destaques do 4T14 e 12M14:

Indicadores de Sustentabilidade ¹							
	Indicador	4T14	4T13	Varição	2014	2013	Varição
Qualidade	Número de usinas em operação ²	27	24	3	27 ¹	24 ²	3
	Capacidade instalada total ²	8748 MW	8685 MW	63 MW	8748 MW	8685 MW	63 MW
	Número de usinas certificadas ²	14	15	-1	14	15	-1
	Capacidade instalada certificada (MW) ²	7.330	7.396	-0,89%	7.330	7.396	-0,89%
	Percentual da capacidade instalada certificada em relação à total	83,79%	85,16%	-1,37 p.p.	83,79%	85,16%	-1,37 p.p.
	Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	7.629	7.500	129	7.629	7.500	129
	Percentual da capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	87,21%	86,36%	0,85 p.p.	87,21%	86,36%	0,85 p.p.
	Geração de energia total (GWh)	13.107,876	13.832,751	-5,24%	48.942,020	45.344,298	7,93%
	Geração de energia certificada	11.520,536	12.392,980	-7,04%	42.314,985	39.562,062	6,96%
	Percentual da geração certificada em relação à total	87,89%	89,59%	-1,70 p.p.	86,46%	87,25%	-0,79 p.p.
	Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	11.458,663	12.119,417	-5,45%	42.343,917	39.050,270	8,43%
	Percentual da geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	87,42%	87,61%	-0,20 p.p.	86,52%	86,12%	0,40 p.p.
	Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas (%)	96,29%	97,71%	-1,42 p.p.	96,48%	97,39%	-0,91 p.p.
Meio Ambiente	Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas (%)	86,63%	91,85%	-5,22 p.p.	86,77%	92,28%	-5,51 p.p.
	Percentual das usinas em operação licenciadas	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%	-
	Doação e plantio de mudas (somatório de plantadas e doadas) ³	78.693	63.065	24,78%	301.435	257.110	17,24%
	Número de visitantes às usinas	23.831	25.862	-7,85%	91.490	100.686	-9,13%
	Emissões de CO ₂ (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	0,967	1,008	-4,07%	0,970	1,031	-5,86%
Saúde e Segurança no Trabalho	Emissões de CO ₂ do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh)	0,122	0,125	-2,40%	0,131	0,143	-8,39%
	Nº médio de empregados	1.138	1.124	1,2%	1.132	1.125	0,6%
	Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas ⁴	0,000	0,000	⇔	1,450	0,980	↑
	Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas ⁵	0,000	0,000	⇔	0,062	0,000	↑
	Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas ⁴	2,650	0,000	↑	2,870	0,950	↑
Investimentos no Programa de Responsabilidade Social (R\$ mil)	Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas ⁵	0,000	0,000	⇔	0,023	0,006	↑
	Investimentos não incentivados ⁶	1.222	1.031	18,4%	4.143	2.807	47,6%
	Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	307	1.488	-79,4%	1.837	2.054	-10,6%
	Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	2.032	3.346	-39,3%	9.396	9.742	-3,6%
	Investimentos pela Lei do Esporte	1.252	260	381,6%	1.319	360	266,4%
	Outros investimentos incentivados (Saúde e outros)	1.021	-	-	1.221	-	-

Notas: 1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (website da Companhia / Investidor / informações para a CVM).

2) Em 2014, a Usina Termelétrica Alegrete, no Rio Grande do Sul, deixou de fazer parte do parque gerador da Tractebel Energia.

3) Sem considerar as do Ceste

4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

6) Sem considerar o Investimento Social Estreito.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da Tractebel Energia vem sendo permanentemente adequado às novas regras e procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa o mais alto nível de governança corporativa daquela bolsa de valores. **A Companhia também faz parte do Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE) desde que esse foi criado, em 2005.** O Conselho de Administração da Tractebel Energia tem suas reuniões monitoradas com relação aos tempos dedicados a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Com exceção do 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.

Tendo a ética como um de seus valores corporativos, a Companhia pauta sua conduta por um Código de Ética - um documento público, disponível em seu website -, além de possuir um 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**, uma iniciativa do Instituto Ethos em desdobramento ao Pacto Global da ONU, do qual a GDF SUEZ é signatária desde o 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 para as demonstrações financeiras.

A política de dividendos da Tractebel 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 ainda mais os padrões de governança corporativa por elas adotadas. Dentre 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 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 uma proteção maior no caso de alienação do controle. Suas ações integram ainda 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.

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 norte-americano **Over-The-Counter** (OTC) **sob código TBLEY**, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Desempenho das Ações – TBLE3

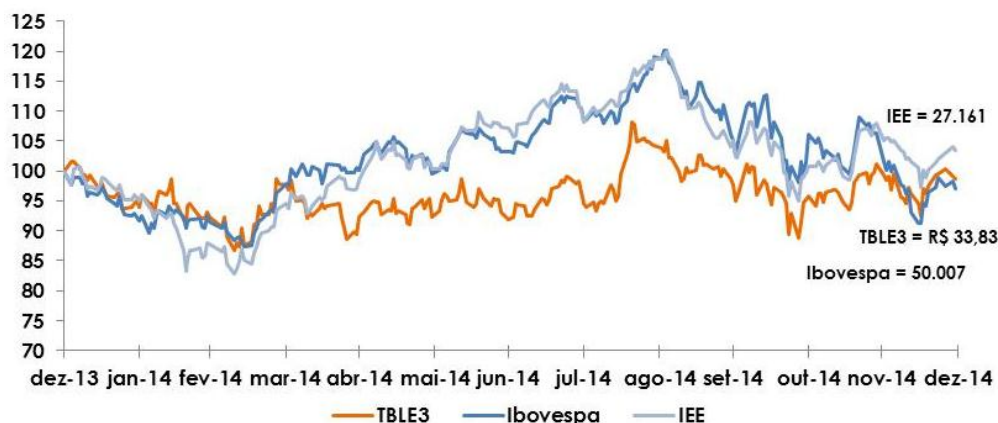
O principal índice da Bovespa registrou um declínio de 7,6% no quarto trimestre de 2014, encerrando o ano com recuo de 2,9%. Apesar do resultado negativo, foi um avanço em comparação a 2013, quando o índice apresentou queda de 15,5%. Em dólar, o Ibovespa acumulou perda de 13,7% no ano que se encerrou.

As ações da Tractebel Energia registraram valorização de 1,1% no último trimestre de 2014, reduzindo a desvalorização do papel para 1,3% ao final do ano, após ganho de 15,5% em 2013. O Índice do Setor Elétrico (IEE) registrou valorização anual de 3,5% enquanto que o Ibovespa, conforme mencionado, perdeu 2,9% no período. A cotação alcançada por **TBLE3 em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 33,83/ação**, conferindo um **valor de mercado à Companhia de R\$ 22,1 bilhões**.

No 4T14, o volume médio diário de TBLE3 foi de R\$ 29,1 milhões, 52,5% acima do registrado no mesmo período de 2013. **No acumulado de 2014, o volume médio atingiu R\$ 27,3 milhões, com acréscimo de 19,8% frente ao alcançado em 2013**, refletindo possivelmente o ingresso das ações da Companhia no índice Ibovespa, no início do ano em análise.

TBLE3 vs. IBOVESPA vs. IEE

(Base 100 – 31/12/2013)



PRÓXIMO EVENTO

A Tractebel realizará os seguintes eventos para discussão dos resultados:

Teleconferência com Webcast **(em português – tradução simultânea para inglês)**

Data: 30 de março de 2015
Horário: 11:00 h (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 31 de março a 6 de abril de 2015. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012, código: 2408205# (Português).

Reuniões com Analistas

Florianópolis

Data: 31 de março de 2015
Horário: 19:00h
Local: Majestic Palace Hotel

Rio de Janeiro

Data: 1 de abril de 2015
Horário: 18:00h
Local: JW Marriott Hotel Rio de Janeiro

Belo Horizonte

Data: 1 de abril de 2015
Horário: 19:00h
Local: Hotel Mercure BH Lourdes

Porto Alegre

Data: 1 de abril de 2015
Horário: 18:30h
Local: Plaza São Rafael Hotel

São Paulo

Data: 2 de abril de 2015
Horário: 9:00h
Local: Staybridge Suites São Paulo

Aviso Importante

Este material inclui informações e opiniões sobre eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas os 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. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Tendo em vista 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	31/12/2014	31/12/2013
Ativo Circulante	3.284.956	2.321.687
Caixa e equivalentes de caixa	1.604.731	1.224.276
Contas a receber de clientes	713.154	740.326
Estoques	70.259	64.785
Créditos fiscais a recuperar	50.751	59.830
Combustível a reembolsar	343.221	139.601
Indenização de seguro a receber	216.426	-
Depósitos vinculados	104.260	3.833
Ganhos não realizados em operações de hedge	30.144	-
Outros ativos circulantes	65.124	89.036
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	-
Ativo Não Circulante	10.335.590	10.315.939
Realizável a Longo Prazo	480.996	481.360
Contas a receber de clientes	3.309	4.432
Créditos fiscais a recuperar	84.056	100.222
Depósitos vinculados	156.013	130.857
Depósitos judiciais	117.144	106.854
Valores a receber pela alienação de ativo	-	86.886
Ganhos não realizados em operações de hedge	63.595	1.115
Outros ativos não circulantes	56.879	50.994
Imobilizado	9.658.078	9.708.227
Intangível	196.516	126.352
Total	13.620.546	12.637.626

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

(valores em R\$ mil)		
Passivo	31/12/2014	31/12/2013
Passivo Circulante	1.954.081	2.166.933
Fornecedores	641.702	510.346
Dividendos e juros sobre o capital próprio	200.142	221.276
Empréstimos e financiamentos	454.321	492.843
Debêntures	442	174.072
Concessões a pagar	55.115	51.763
Imposto de renda e contribuição social a pagar	228.464	434.166
Outras obrigações fiscais e regulatórias	66.985	62.927
Provisão para remunerações e encargos	71.909	64.122
Provisões civis, fiscais e trabalhistas	15.046	15.136
Obrigações com benefícios de aposentadoria	48.799	28.851
Outros passivos circulantes	171.156	111.431
Passivo Não Circulante	6.011.516	5.106.082
Empréstimos e financiamentos	3.435.085	2.829.645
Debêntures	162.884	-
Concessões a pagar	1.710.657	1.543.406
Provisões civis, fiscais e trabalhistas	187.426	179.836
Obrigações com benefícios de aposentadoria	234.119	189.668
Imposto de renda e contribuição social diferidos	212.507	163.663
Outros passivos não circulantes	68.838	199.864
Patrimônio Líquido	5.654.949	5.364.611
Capital social	2.445.766	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	2.589.794	2.233.572
Ajustes de avaliação patrimonial	488.660	527.416
Outros resultados abrangentes	35.130	62.924
Participação de acionistas não controladores	3.904	3.238
Total	13.620.546	12.637.626

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

(valores em R\$ mil)	4T14	4T13	Var. %	12M14	12M13	Var. %
Receita Líquida de Vendas	1.728.086	1.487.950	16,1	6.472.496	5.568.658	16,2
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	(941.282)	(941.494)	0,0	(3.974.788)	(2.911.677)	36,5
Energia elétrica comprada para revenda	(346.640)	(211.320)	64,0	(1.276.026)	(775.517)	64,5
Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE	(145.899)	(309.425)	-52,8	(1.039.326)	(637.744)	63,0
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(88.195)	(78.818)	11,9	(332.662)	(307.593)	8,2
Combustíveis para geração	(51.451)	(31.606)	62,8	(204.186)	(70.058)	191,5
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(47.393)	(48.798)	-2,9	(170.504)	(148.139)	15,1
Pessoal	(54.761)	(51.545)	6,2	(202.391)	(186.296)	8,6
Material e serviços de terceiros	(54.330)	(45.689)	18,9	(179.768)	(159.054)	13,0
Depreciação e amortização	(148.288)	(146.970)	0,9	(584.157)	(574.487)	1,7
Outros	(4.325)	(17.323)	-75,0	14.232	(52.789)	-127,0
Lucro Bruto	786.804	546.456	44,0	2.497.708	2.656.981	-6,0
Receitas (Despesas) Operacionais	(53.035)	(123.009)	-56,9	(194.760)	(269.751)	-27,8
Despesas com vendas	(4.240)	(5.306)	-20,1	(17.212)	(18.637)	-7,6
Despesas gerais e administrativas	(47.584)	(45.889)	3,7	(180.340)	(177.866)	1,4
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(1.211)	(71.814)	-98,3	2.792	(73.248)	-103,8
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	733.769	423.447	73,3	2.302.948	2.387.230	-3,5
Resultado Financeiro	(118.384)	(133.260)	-11,2	(346.299)	(385.521)	-10,2
Receitas financeiras	36.757	28.641	28,3	206.410	182.659	13,0
Despesas financeiras	(155.141)	(161.901)	-4,2	(552.709)	(568.180)	-2,7
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	615.385	290.187	112,1	1.956.649	2.001.709	-2,3
Imposto de renda	(97.902)	(1.113)	8.696,2	(418.423)	(409.668)	2,1
Contribuição social	(35.578)	(2.761)	1.188,6	(155.121)	(155.294)	-0,1
Lucro Líquido do Exercício	481.905	286.313	68,3	1.383.105	1.436.747	-3,7
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da Tractebel Energia	481.835	286.148	68,4	1.382.368	1.436.112	-3,7
Acionista não controlador da Ibítiúv a Bionergética S.A.	70	165	-57,6	737	635	16,1
Lucro líquido por ação	0,7383	0,4386	68,3	2,1189	2,2011	-3,7
EBITDA	884.088	645.212	37,0	2.895.073	3.042.553	-4,8

ANEXO IV

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

FLUXO DE CAIXA

(valores em R\$ mil)	4T14	4T13	12M14	12M13
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	615.385	290.187	1.956.649	2.001.709
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	150.319	148.928	592.125	582.486
Provisão para redução ao valor recuperável	-	72.837	-	72.837
Variação monetária e cambial	36.148	46.184	74.012	139.156
Juros	103.075	120.527	363.450	344.293
Outros	(2.444)	1.379	1.470	4.220
Lucro ajustado	902.483	680.042	2.987.706	3.144.701
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	130.782	3.984	36.059	(112.944)
Combustível a reembolsar	(118.435)	(27.051)	(203.620)	(91.778)
Créditos fiscais a recuperar	(37.204)	(37.166)	(25.310)	(10.162)
Estoques	3.486	(1.564)	(5.474)	(19.411)
Depósitos vinculados e judiciais	(53.568)	11.634	(49.588)	11.322
Indenização de seguro a receber	(105.271)	-	(216.426)	-
Outros ativos	35.433	(22.200)	(23.936)	(20.227)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	261.460	130.244	164.810	227.796
Imposto de renda e contribuição social a pagar	81.594	5.639	(4.358)	(6.193)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(23.887)	(18.628)	(1.011)	(8.064)
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	4.820	(570)	18.128	15.929
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.576)	(8.469)	(33.439)	(27.464)
Outros passivos	11.823	(3.997)	(45.173)	(9.254)
Caixa gerado pelas operações	1.081.940	711.898	2.598.368	3.094.251
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(147.770)	(42.642)	(666.441)	(517.169)
Pagamento de juros sobre dívidas	(61.374)	(62.576)	(255.024)	(245.888)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	872.796	606.680	1.676.903	2.331.194
Atividades de investimento	(131.786)	(125.663)	(588.220)	(554.713)
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(19.768)	1	(235.294)	(11.461)
Aplicação no imobilizado	(109.309)	(116.201)	(340.862)	(528.821)
Aplicação no intangível	(2.709)	(9.463)	(12.064)	(14.431)
Atividades de financiamento	413.581	(22.041)	(708.228)	(1.732.181)
Empréstimos e financiamentos obtidos	985.961	61.003	1.220.376	519.937
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(175.182)	(47.373)	(781.914)	(567.930)
Parcelas de concessões pagas	(14.273)	(13.409)	(54.894)	(51.607)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(378.180)	(68)	(1.081.325)	(1.612.144)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(6.069)	(21.204)	(11.795)	(19.447)
Outros	1.324	(990)	1.324	(990)
Aumento (Redução) de caixa e equivalentes de caixa	1.154.591	458.976	380.455	44.300
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	450.140	765.300	1.224.276	1.179.976
Saldo final	1.604.731	1.224.276	1.604.731	1.224.276
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	1.154.591	458.976	380.455	44.300
Transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa				
Juros sobre financiamento e concessão capitalizados	16.530	3.660	17.776	20.832
Fornecedores de imobilizado e intangível	(4.790)	(14.554)	(34.147)	15.673
Dividendos adicionais propostos e juros sobre o capital próprio creditados	1.029.331	706.588	1.029.331	706.588
Compensação de imposto de renda e contribuição social	34.302	28.485	50.823	99.237
Estimativa para desembolsos futuros	36.713	(151.008)	21.625	(66.973)
Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, liquidados dos depósitos vinculados	22.639	-	36.068	15.881