Release de Resultados

2T19



Sumário

Mensagem do Presidente **3**

Destaques do trimestre **4**

Portfólio em operação **5**

Portfólio contratado: projetos em implantação **5**

Condições de geração **7**

Desempenho econômico e financeiro **19**

Demonstração de resultado 19

Receita líquida 19

Custo de geração de energia 21

Despesas gerais e administrativas 22

Ebitda 22

Resultado Financeiro 24

Imposto de renda e contribuição social 24

Resultado líquido 25

Principais variações do ativo 25

Principais variações do passivo 26

Mercado de capitais **29**

Estrutura societária **30**

Anexos **34**

Mensagem do Presidente

"A CPFL Renováveis registrou geração de energia de 1.558,4 GWh no 2T19, aumento de 5,8% quando comparada a igual período de 2018. O resultado evidencia a importância da diversificação do portfólio, uma vez que o melhor desempenho das usinas de biomassa e a entrada em operação da PCH Boa Vista 2, em novembro de 2018, juntamente com a melhor afluência, compensaram a menor incidência de ventos nos parques eólicos localizados no Nordeste.

No 2T19, a receita líquida total atingiu R$ 411,3 milhões, mantendo-se praticamente estável com relação ao 2T18. Apesar da melhora da disponibilidade dos parques eólicos que eram operados pela Suzlon (78,6% no 2T18 versus 85,3% no 2T19), a menor receita líquida devido principalmente à menor incidência de ventos contribuiu para a queda de 1,9% no Ebitda, que totalizou R$ 250,9 milhões no trimestre.

Nesse trimestre, a Companhia emitiu debêntures no valor de R$ 838 milhões cujos recursos obtidos foram utilizados para reperfilamento de dívidas, garantindo custos mais adequados para a Companhia.

Por fim, a Companhia divulgou fato relevante em maio de 2019 comunicando que a CPFL Energia S.A ("CPFL Energia"), celebrou com sua controladora State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid"), um Memorando de Entendimentos vinculante ("MOU") para estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Renováveis.

Como parte desse processo, em julho de 2019 começou a integração das atividades administrativas da CPFL Renováveis e CPFL Energia visando principalmente o fortalecimento de potenciais sinergias entre os modelos organizacionais de ambas empresas e criando condições favoráveis para o crescimento estratégico previsto para o negócio da CPFL Renováveis. Esse movimento reforça ainda mais o comprometimento da Administração no crescimento e na criação de valor para seus acionistas."

Fernando Mano da Silva
Diretor- Presidente

Resultados 2T19

São Paulo, 07 de agosto de 2019 – A CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia") anuncia hoje os resultados referentes ao segundo trimestre de 2019 (2T19) e acumulado do ano até 30/06/2019 (1S19). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destaques do trimestre

i. Geração de energia de 1.558,4 GWh no 2T19 (+5,8% versus 2T18);

ii. Receita líquida de R$ 411,3 milhões no 2T19 (-0,9% versus 2T18);

iii. Ebitda de R$ 250,9 milhões no 2T19 (-1,9% versus 2T18);

iv. Prejuízo líquido de R$ 38,5 milhões no 2T19 (+5,4% versus 2T18);

v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R$ 1,3 bilhão[1].

vi. Em 09 de maio de 2019 foi aprovada a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária no montante total de R$ 838 milhões. Os recursos líquidos obtidos pela CPFL Renováveis com a emissão das debêntures serão utilizados para reperfilamento de dívidas, garantindo custos mais adequados para a Companhia.

vii. No dia 21 de maio de 2019, a CPFL Renováveis divulgou fato relevante comunicando que CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") celebrou, com sua controladora, State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid"), um Memorando de Entendimentos vinculante ("MOU") tendo como objetivo estabelecer as bases que regularão as negociações para uma potencial operação envolvendo a aquisição, pela CPFL Energia, da totalidade da participação que a State Grid detém diretamente na CPFL Renováveis.

[1] Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e conta reserva (aplicações financeiras vinculadas).

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	411.298	415.036	-0,9%	745.486	798.584	-6,6%
Ebitda [1]	250.883	255.758	-1,9%	442.924	483.545	-8,4%
Margem Ebitda	61,0%	61,6%	-0,6 p.p	59,4%	60,6%	-1,1 p.p
Resultado líquido	(38.498)	(36.540)	5,4%	(131.521)	(109.061)	20,6%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.133	2.103	1,4%	2.133	2.103	1,4%
# usinas/ parques em operação	94	93	1,1%	94	93	1,1%
Energia gerada (GWh) [2]	1.558	1.472	5,8%	2.730	2.693	1,4%
Número de funcionários [3]	468	429	9,1%	468	429	9,1%

[1] Ebitda corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.
[2] Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.
[3] Considera estagiários e diretores estatutários.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento do 2T19, contava com 94 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No encerramento do 2T19, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

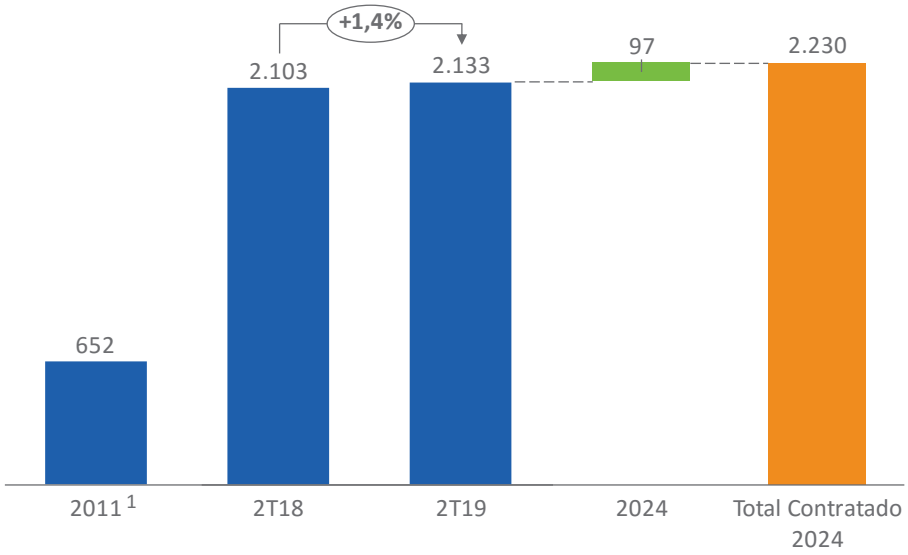
Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,6	45	61,4%
PCH	453,1	40	21,2%
Biomassa	370,0	8	17,3%
Solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	**2.132,8**	**94**	**100,0%**

Portfólio contratado: projetos em implantação

Após a venda de dois projetos no leilão de energia nova realizado em agosto de 2018, a Companhia possui em seu portfólio uma PCH e um complexo eólico em implantação que adicionarão 97,3 MW de capacidade nos próximos anos:

Projetos	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Cherobim	PCH	PR	Lapa	28,0	2024
Complexo Eólico Gameleira	Eólica	RN	Touros	69,3	2024
Total				**97,3**	

Evolução do portfólio contratado até 2024 (MW)



[1] Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis.

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento de 2,9 GW.

Condições de geração

Fonte eólica

Nos últimos anos, a geração de energia a partir de projetos eólicos tem apresentado crescimento expressivo no Brasil. A capacidade instalada dos parques eólicos no País alcançou 15 GW em julho de 2019, distribuída em 601 parques[2]. Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 26,7 GW de capacidade de geração eólica até o final de 2027[3].

A geração de energia dos parques eólicos oscila, predominantemente, em função da velocidade média dos ventos. Nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, os 1º e 2º trimestres do ano apresentam menor velocidade média dos ventos, fazendo com que os parques eólicos apresentem menores volumes de geração quando comparados aos dos 3º e 4º trimestres. O reconhecimento das receitas dos parques eólicos, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada.

Vale observar que, cada parque eólico tem fator de capacidade definido de acordo com uma certificação emitida por empresas especializadas independentes, que considera principalmente as características do vento medido na região e particularidades do projeto propriamente dito. A quantidade de energia que pode ser negociada nos projetos eólicos é baseada no potencial de geração certificado. Além disso, um projeto eólico só poderá vender sua energia por meio de leilões regulados de energia se dispuser de no mínimo 3 anos de medição de vento para o cálculo do seu fator de capacidade. Logo, a eficiência dos parques poderá ser medida pela comparação do fator de capacidade certificado com a geração efetiva do ativo, considerando a geração de períodos de 12 meses, intervalo necessário para que as variações da sazonalidade dos ventos ao longo do ano sejam capturadas.

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

Com a finalidade de mitigar os efeitos negativos sofridos pelas distribuidoras em razão dos altos níveis de sobrecontratação de energia, a ANEEL tem realizado algumas medidas para que as distribuidoras diminuam seus excedentes de energia.

A Resolução ANEEL nº 693 de 2015 (alterada pela Resolução ANEEL nº 726 de 2016 e pela Resolução ANEEL nº 727 de 2016) regulamentou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) de energia elétrica com participação dos empreendimentos de geração que comercializaram energia em LFA (“Leilão de Fontes Alternativas”) e LEN (“Leilão de Energia Nova”).

Por meio do MCSD de Energia Nova, implementado de forma centralizada pela CCEE, as distribuidoras têm a possibilidade de declararem suas sobras e déficits enquanto os empreendimentos de geração interessados podem declarar ofertas para redução de sua energia contratada (de forma parcial ou total, por prazo estabelecido). A CCEE utiliza a declaração de todos os agentes, realizando trocas de energia otimizadas entre as distribuidoras e geradoras. Por fim, a CCEE contabiliza as operações, podendo ratificar a redução proposta pelo gerador. Caso isso ocorra, a energia fica descontratada pelo prazo estabelecido no acordo, podendo ser comercializada no ambiente de contratação livre (“ACL”).

[2] Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.
[3] Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Os empreendimentos da CPFL Renováveis que participaram do MCSD A-1 de janeiro a dezembro de 2018 foram os parques eólicos de Atlântica, Macacos, Morro dos Ventos II e Pedra Cheirosa com capacidade de 275,7 MW totalizando 131,0 MWmédios descontratados em 2018. Em 2019, os empreendimentos que participaram do MCSD retornaram aos seus mecanismos originais de contrato.

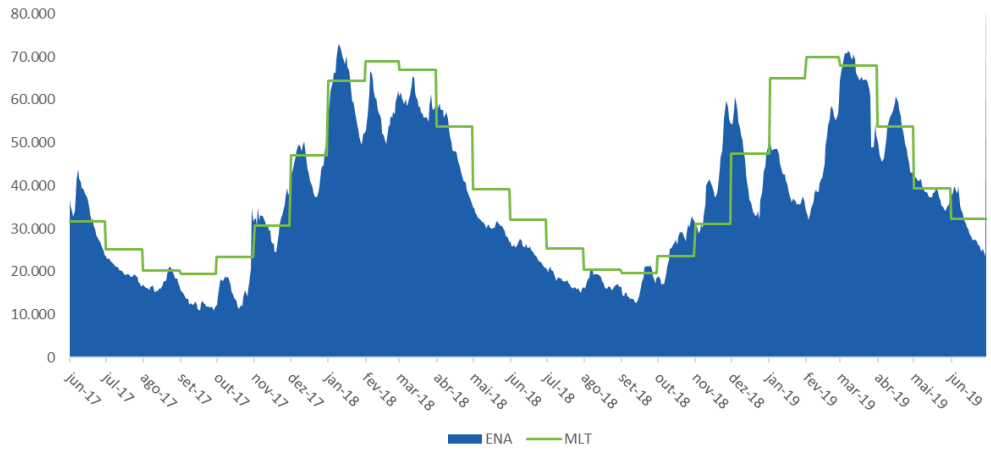
Fonte hídrica

As pequenas centrais hidrelétricas ("PCHs") são usinas de pequeno porte, com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados, de acordo com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Por conta de suas características distintas em relação às grandes usinas e possibilidade de implantação perto de grandes centros consumidores, esse tipo de empreendimento representa uma opção adequada para complementar a matriz elétrica brasileira. Em julho de 2019, o aproveitamento hidrelétrico representava aproximadamente 65,6% da capacidade instalada no país, sendo 3,6% de PCHs (6,0 GW de capacidade instalada, distribuída em 1.129 empreendimentos[4]). Espera-se que a matriz elétrica brasileira conte com 8,9 GW de capacidade de PCHs e CGHs até o final de 2027[5].

A energia hidrelétrica é produzida a partir das vazões dos rios, que podem ser medidas por meio das Energias Naturais Afluentes ("ENAs") dos reservatórios. A ENA é a quantidade de energia que pode ser produzida com base na vazão de água de um determinado rio no seu ponto de aproveitamento. Quanto maior a ENA, maior é a quantidade de energia que poderá ser produzida. Os valores de ENA são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo ("%MLT"), cuja série iniciou-se em 1931. As variações das ENAs medidas ocorrem, sobretudo, de acordo com as precipitações e influem diretamente na geração das usinas hidrelétricas na região em questão.

Os gráficos abaixo mostram o histórico dos últimos 24 meses findos em junho de 2019 da ENA para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos quais estão situadas as PCHs da CPFL Renováveis.

Energia Natural Afluente – ENA – Sudeste/Centro-Oeste
(MW médios – últimos 24 meses – junho/2019)

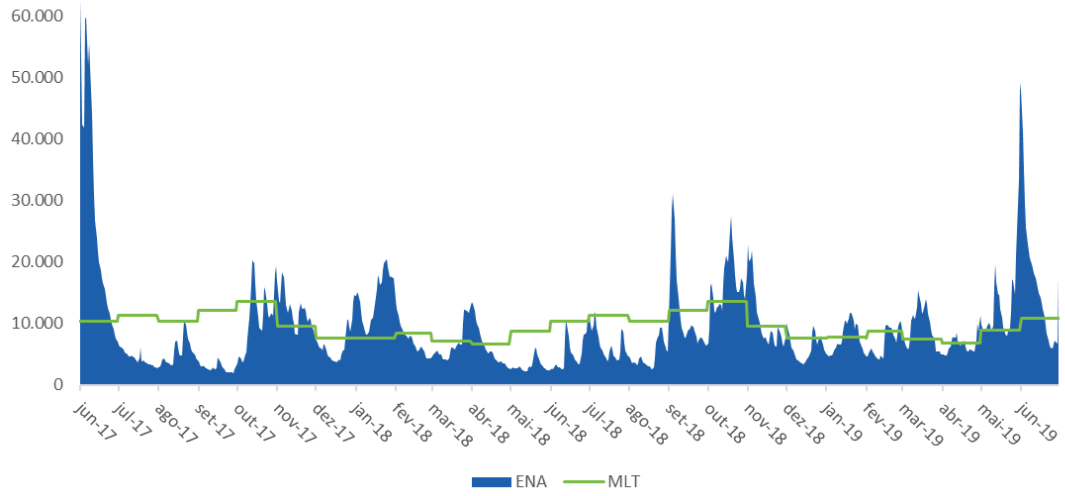


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

[4] Considera PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGHs (Centrais de Geração Hidrelétricas) - Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.
[5] Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

A região Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizada grande parte das PCHs da CPFL Renováveis, encerrou o 2T19 com o seu nível de armazenamento dos reservatórios[6] em 47,2%, 7,4 p.p. superior ao nível do final do 2T18 (39,8%).

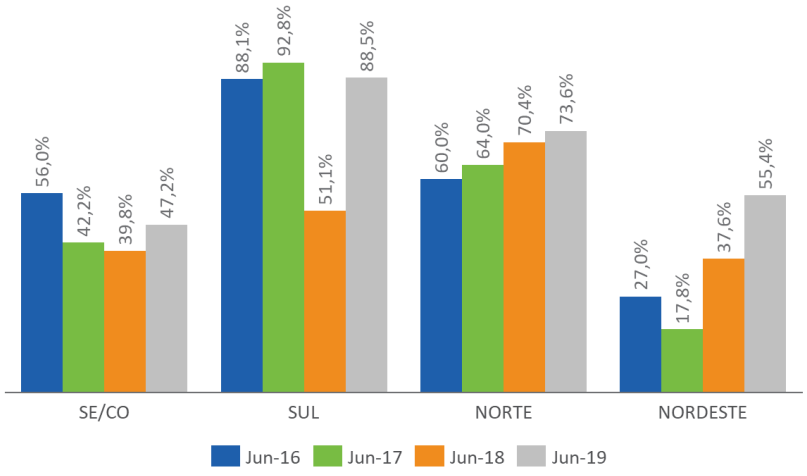
Energia Natural Afluente – ENA – Sul
(MW médios– últimos 24 meses – junho/2019)



Na região Sul, os reservatórios encerraram o 2T19 com 88,5% de sua capacidade de armazenamento, apresentando uma queda de 37,4 p.p. em relação ao final do 2T18 (51,1%).

A energia armazenada é aquela disponível a partir do aproveitamento do volume de água dos reservatórios em seus respectivos níveis operativos. É representada como porcentagem sobre a energia armazenável máxima. Nota-se no gráfico abaixo que, no encerramento do 2T19, todas as regiões apresentaram aumento da capacidade de armazenamento, com destaque para as regiões Sul e Norte.

Armazenamento dos reservatórios em Junho - 2016 a 2019



Fonte: ONS.

[6] Fonte: ONS - Boletim Diário da Operação - Junho/2019.

MRE: A contabilização das receitas provenientes das PCHs resulta da garantia física de cada usina, sazonalizada e registrada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A diferença entre a energia gerada e a garantia física é coberta pelo Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). A quantidade de energia gerada acima ou abaixo da garantia física é valorada por uma tarifa denominada de Tarifa de Energia de Otimização ("TEO"), que cobre somente os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. Essa receita ou despesa adicional é mensalmente contabilizada para cada gerador. Para o ano de 2018 foi de R$ 11,88/MWh. Já para o ano de 2019 o valor da TEO é de R$ 12,41/MWh. Esses valores são reajustados pela ANEEL.

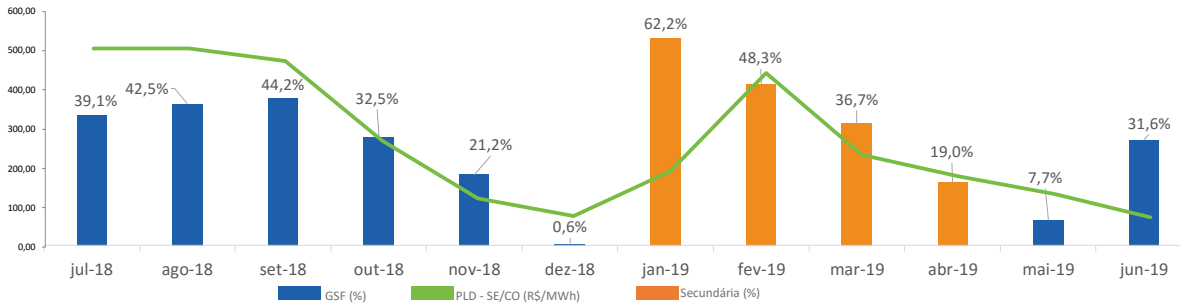
Caso as usinas do MRE não gerem o somatório das garantias físicas por condições hidrológicas desfavoráveis, as mesmas rateiam tal déficit de energia proporcionalmente às suas garantias físicas e a liquidação financeira é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças ("PLD"). Este efeito é definido como GSF ("*Generation Scaling Factor*"). Bem como, se a geração for superior ao somatório das garantias físicas das usinas do MRE, tal excedente é valorado também ao PLD. Esse efeito é definido como Energia Secundária.

Em 2018, a ANEEL estabeleceu o valor mínimo de R$ 40,16/MWh e o máximo de R$ 505,18/MWh. Para 2019, o PLD mínimo é de R$ 42,35/MWh e o PLD máximo é de R$ 513,89/MWh.

Liminar sobre a revisão da garantia física de PCHs: A hidrologia adversa dos últimos anos tem impactado diretamente a geração das usinas hidrelétricas. O resultado é que a geração de muitas usinas hidrelétricas tem sido abaixo da garantia física. O MME é responsável pela metodologia da revisão da garantia física na qual é considerada o histórico de geração das PCHs desde 2001. Considerando esse cenário, as garantias físicas de algumas PCHs da CPFL Renováveis deveriam ser revisadas para baixo. Todavia, a CPFL Renováveis, por meio da ABRAGEL, obteve decisão liminar que suspende os efeitos da Portaria nº 463/2009, referente à revisão de garantia física de PCHs, restabelecendo os valores originais e impedindo novas revisões até que os pleitos dos geradores sejam discutidos entre os agentes. Enquanto isso, a CCEE deverá considerar os valores originais estabelecidos para as PCHs incluídas na ação, nos processos de contabilização e de liquidação posteriores à decisão da liminar.

Os gráficos abaixo mostram o histórico de GSF/Energia Secundária e do PLD médio do Sudeste/Centro-Oeste dos últimos 12 meses.

Histórico do GSF[1] e Energia Secundária (%) versus PLD da região SE/CO (R$/MWh)



Fonte: CCEE.

[1] Os valores de GSF (%) apresentados no gráfico são negativos, mas invertidos para melhor visualização da informação. O mês junho de 2019 contempla valores provisionados na CCEE.

Repactuação do risco hidrológico (GSF) e Liminar APINE: Desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido inferior ao total de suas garantias físicas, provocando custos decorrentes de GSF inferior a 1 (um).

Em junho de 2015, a APINE ajuizou uma ação com vistas à proteção dos seus geradores hidráulicos associados no que tange ao GSF. A liminar, estipulando que não fosse aplicado o GSF, foi deferida em julho de 2015.

Entre os meses de maio e outubro de 2015, a ANEEL discutiu o tema por meio da Audiência Pública nº 32 (AP 32/2015), com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF. Diversos agentes e associações do setor contribuíram, apresentando propostas de estruturação e mitigação do risco do GSF.

Como resultado das negociações que aconteceram ao longo de 2015, a ANEEL criou uma metodologia para permitir que os geradores troquem o risco de não conseguirem gerar o equivalente às suas garantias físicas por um "bônus de risco" a ser calculado para cada usina.

Concomitante ao andamento da AP 032/2015, foi publicada, em agosto de 2015, a MP 688, que dispunha sobre os critérios de repactuação do risco hidrológico (GSF). A Lei 13.203/2015, sancionada e publicada em dezembro de 2015, foi resultado da conversão da referida MP e permitiu que os geradores hidrelétricos repactuassem o risco de seus contratos decorrentes dos anos de baixa hidrologia.

Dessa forma, a ANEEL - por meio dos despachos nº 4.122 de 24 de dezembro de 2015 e nº 4.132 de 28 de dezembro de 2015 - concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico (GSF) das seguintes usinas da CPFL Renováveis: PCH Arvoredo, PCH Salto Góes, PCH Varginha, PCH Santa Luzia, PCH Plano Alto, PCH Alto Irani, PCH Cocais Grande, PCH Figueirópolis e PCH Ludesa, conforme demonstrado na tabela abaixo:

PCH	Garantia Física (MW médios)*	MW médios repactuados	Produto**
Arvoredo	7,38	7,00	SP100
Salto Góes	11,10	11,10	SP100
Varginha	5,39	4,00	SP100
Santa Luzia	18,42	14,00	SP100
Plano Alto	9,25	9,25	SP100
Alto Irani	12,36	12,36	SP100
Cocais Grande	4,61	4,61	SP100
Figueirópolis	12,60	12,22	SP100
Ludesa	21,20	16,70	SP100
TOTAL	**102,31**	**91,25**	

* Valores de garantia física conforme Portaria ANEEL no 30.

** SP 100 é o produto no qual o gerador transfere o risco hidrológico (GSF) e a energia secundária para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, conforme especificado pela REN 684/2015. Esse termo significa que a Companhia repactuou 100% do risco hidrológico (GSF) das usinas no ACR ao prêmio R$ 9,50/MWh.

Os geradores que aderiram à repactuação do risco hidrológico (GSF) das usinas tiveram que cancelar processos judiciais em curso e quitar o passivo de GSF de maio a dezembro de 2015 e, assim, passar a ter direito ao ressarcimento do GSF de 2015 líquido do prêmio pactuado, reconhecendo esse montante como receita para os ativos negociados no PROINFA e como redutor de custo para os outros ativos do mercado regulado.

Em dezembro de 2017, a PCH Mata Velha aderiu ao processo de repactuação do risco hidrológico com 12,7 MWm, válido a partir de janeiro de 2018.

Com relação às usinas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a Companhia decidiu pela não adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico (GSF), conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015 e Resolução ANEEL nº 684/2015.

Portanto, as 29 PCHs da CPFL Renováveis, num total de 120,11 MWmédios, de garantia física no ACL, permaneceram protegidas pela liminar concedida à APINE. Além disso, tem a PCH Boa Vista 2 e uma parcela das PCHs Arvoredo, Varginha, Santa Luzia e Ludesa que estão no ACL e que não foram repactuadas totalizando 39,7 MWm.

Em fevereiro de 2018, a liminar foi cassada, porém os saldos devidos do passado foram preservados. Dessa forma, as empresas teriam que aportar recursos apenas para o risco posterior à cassação da liminar.

Em abril de 2018, a APINE entrou com medida cautelar pedindo restabelecimento da liminar e em maio de 2018, o pedido foi deferido em favor da APINE, restabelecendo seus efeitos originais, onde preserva o passado e não se aplica nenhum ajuste de GSF.

Em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) revogou a liminar que protegia os associados da APINE dos efeitos do risco hidrológico (GSF) na liquidação do mercado de curto prazo. A decisão do STJ veio em um recurso da ANEEL.

Na decisão, manteve-se a suspensão do ajuste do MRE entre 1º de julho de 2015 a 7 de fevereiro de 2018. O pagamento das liquidações posteriores ao período mencionado foi realizado em novembro de 2018.

Importante ressaltar que tal decisão não gera impactos no resultado da Companhia, tendo em vista o provisionamento do montante de GSF já realizado.

Diante dos insucessos nas alternativas encontradas para equacionar o GSF, o Projeto de Lei do Senado 209/2015 se tornou mais uma estratégia para resolução do problema.

Esse Projeto de Lei do Senado estava tramitando desde abril de 2015 nesta Casa e previa uma alteração na Lei nº 9.427/1996. Assim, em outubro de 2018, foi submetido para apreciação da Comissão um substitutivo que incluía uma emenda que trata dos termos da repactuação do GSF. O substitutivo foi aprovado e seguiu para a deliberação da Câmara dos Deputados e renumerado para PL 10.985/2018, onde tramita sob regime de urgência.

Em 26 de junho de 2019 foi aprovado no Plenário da Câmara dos Deputados o PL 10.985/2018, com alterações. Por se tratar de uma alteração no Projeto de Lei, a matéria retornará ao Senado Federal, onde será deliberada pelas Comissões de Constituição e Justiça (CCJ), e de Infraestrutura (CI). Essas comissões analisarão somente as mudanças feitas pela Câmara dos Deputados, não podendo propor novas alterações.

Já no início de julho de 2019, foi aprovada no Plenário do Senado Federal a urgência à Emenda da Câmara dos Deputados ao PL 10.985/2018, que estabelece novas condições para a repactuação do risco não hidrológico, entre outros. No Senado, o PL 10.985/2018 tem uma nova numeração: PL 3975/2019 vinculado ao PLS 209/2015, número de origem no Senado.

Fonte biomassa

A produção de energia por meio da biomassa é considerada uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética em substituição aos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão. Nessa categoria, a modalidade de geração de energia mais empregada no Brasil é a utilização de resíduos do processamento industrial da cana-de-açúcar, principalmente o bagaço.

O aproveitamento da energia deste subproduto como insumo acontece desde a implantação das primeiras usinas sucroalcooleiras, localizadas em sua maioria nos estados de São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná, próximo dos maiores centros consumidores de energia. No primeiro momento, sua utilização tinha como objetivo suprir as necessidades dessas unidades produtoras. A evolução da eficiência energética do setor, contudo, permitiu a produção de excedentes de energia elétrica, que passaram a ser comercializados, ampliando a importância do seu uso na matriz energética nacional.

Em julho de 2019, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa representavam 14,9 GW[7] instalados no país (563 empreendimentos), 13,5% da matriz energética brasileira. O PDE 2027[8] projeta crescimento dessa fonte, que deverá atingir capacidade instalada de 16,6 GW em dezembro de 2027.

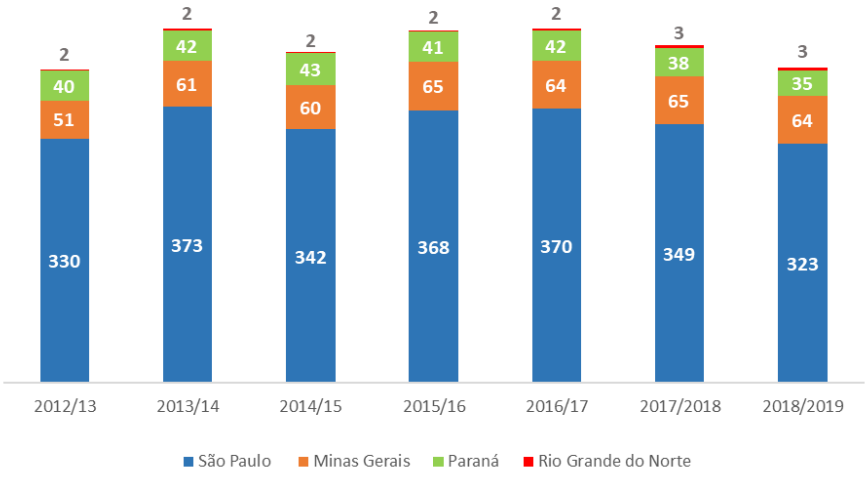
O reconhecimento das receitas dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar, depende do contrato e pode seguir a geração efetiva dessas usinas ou ser sazonalizada. A geração, por sua vez, acompanha o efeito sazonal da safra, que, na região Sudeste, tem seu início em abril e seu término em novembro. Já a safra da região Nordeste tem seu ciclo de produção entre agosto e março do ano seguinte. Sendo assim, de forma geral, o primeiro semestre do ano é um período com menores receitas do que o segundo para esses ativos.

Revisão da garantia física: Conforme a Portaria MME nº 564/2014, as usinas de biomassa da CPFL Renováveis, que juntas somam 370 MW de potência, tiveram as suas garantias físicas revisadas a partir de janeiro de 2017. A metodologia de cálculo para revisão considera a geração média de 12 meses (junho a maio). Se a geração média estiver abaixo de 90% ou acima de 105% da garantia física atual da usina, a mesma passará ser a garantia física da usina em janeiro do ano seguinte.

O gráfico a seguir apresenta o histórico da safra nos estados em que a Companhia atua:

[7] Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.
[8] Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Histórico da safra da cana de açúcar por Estado (milhões de toneladas)



Fonte: Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) – Maio/2019.

Fonte solar

A geração de energia fotovoltaica é a única que transforma diretamente energia solar (radiação) em energia elétrica. Essa conversão direta ocorre pelos efeitos gerados pelo contato com materiais semicondutores, por exemplo, o silício, gerando o efeito fotovoltaico.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em seu relatório "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira" de maio de 2012 destaca que, apesar de eventualidades naturais como longos períodos de chuva poderem ter algum efeito temporário, a variabilidade interanual é muito baixa (entre 4% e 6% nas regiões áridas e de até 10% nas regiões costeiras e montanhosas[9]). A EPE lançou estudo atualizado sobre o setor solar no Brasil e apontou um potencial dessa fonte de 30 mil GW no país, mais de 200 vezes a matriz elétrica brasileira atual.

A fonte solar ainda é pouco representativa no País, ocupando apenas 1,3% da matriz energética brasileira. Em julho de 2019, representava 2,1 GW[10] instalados, com 2.474 usinas. Entretanto, o PDE 2027[11] projeta crescimento significativo para essa fonte, que chegará a uma capacidade instalada de 8,6 GW em dezembro de 2027.

A CPFL Renováveis se antecipou na exploração dessa fonte e possui, desde 2012, uma usina de energia solar em operação, localizada em Campinas, estado de São Paulo – usina Tanquinho. Essa usina possui 1,1 MW de potência instalada, 0,2 MWm de energia comercializada por meio de um contrato firmado no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

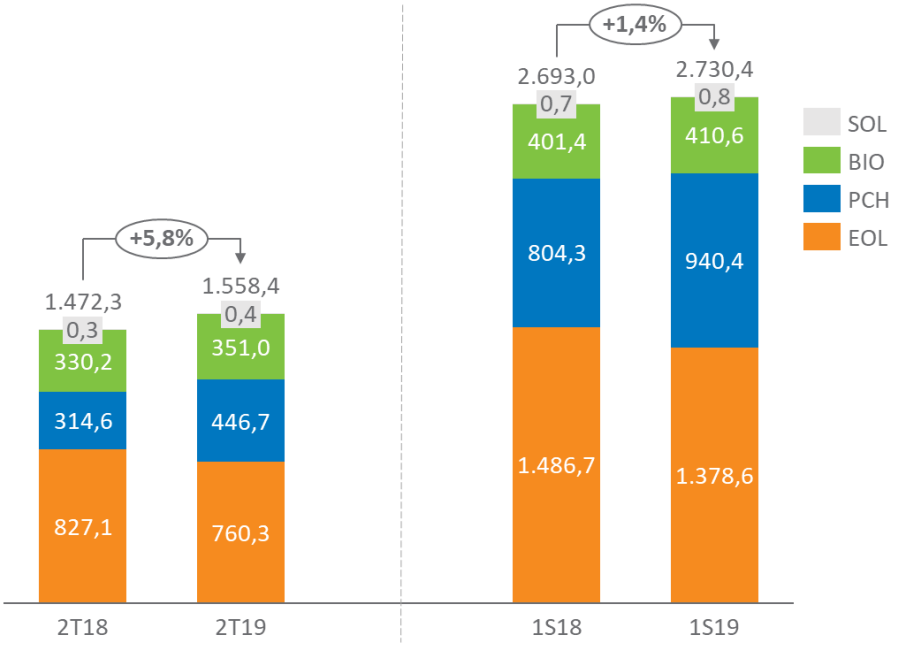
[9] *"Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions"*, CanmetEnergy.
[10] Fonte: BIG (ANEEL) – Julho/2019.
[11] Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

Produção de energia

No 2T19, a CPFL Renováveis gerou 1.558,4 GWh de energia, aumento de 5,8% em relação ao 2T18 (+86,1 GWh). No 1S19, a CPFL Renováveis gerou 2.730,4 GWh de energia, aumento de 1,4% em relação ao 1S18 (+37,4 GWh).

A produção por fonte encontra-se representada no gráfico a seguir:

Geração de energia por fonte (GWh)[1]



[1] Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

O portfólio de ativos da CPFL Renováveis é diversificado tanto em termos de fontes como em localização geográfica. Essa característica é relevante, pois mitiga os efeitos das sazonalidades e fatores climáticos, que variam de acordo com a fonte renovável e também com a localização geográfica de cada um dos ativos. A descrição do portfólio em operação está detalhada no anexo - Ativos em operação.

EÓLICA

A geração de energia dos parques eólicos apresentou redução de 8,1% e 7,3% no 2T19 e no 1S19, respectivamente. Apesar da melhora na disponibilidade em 2019 dos parques que eram operados pela Suzlon, a menor incidência de ventos no Ceará e no Rio Grande do Norte ocasionou redução na geração entre os períodos comparados. Nos parques eólicos do Rio Grande do Sul, a performance foi semelhante nos dois períodos.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 78,6%, 80,7% e 83,2%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente em função do fenômeno El Niño registrado início de 2016 e também pelo fenômeno La Niña no primeiro semestre de 2018. Vale mencionar que o primeiro trimestre de 2019 foi o pior em incidência de vento dos últimos 6 anos de medição nos parques eólicos da CPFL Renováveis que estão localizados no nordeste, em função principalmente da combinação dos fenômenos climáticos

típicos de verão aliados ao deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que está posicionada sobre o litoral norte nordestino. A eficiência também foi afetada pela instabilidade da performance inicial da entrada em operação de novos parques do Rio Grande do Norte e a problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que eram operados pela Suzlon.

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 12 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [(1)]	CE	35,0%	23,9%	68,2%
Complexo Eólico Bons Ventos [(2)]	CE	38,5%	28,4%	73,9%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	23,9%	52,8%
Complexo Eólico Santa Clara [(3)]	RN	40,2%	29,7%	73,7%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [(4)]	RN	43,3%	35,6%	82,1%
Complexo Eólico Atlântica [(5)]	RS	43,2%	39,1%	90,5%
Complexo Eólico Macacos I [(6)]	RN	49,1%	42,4%	86,3%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	37,2%	79,6%
Complexo Eólico Eurus [(7)]	RN	44,4%	39,3%	88,5%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	42,3%	78,5%
Complexos Campo dos Ventos e São Benedito [(8)]	RN	58,2%	49,5%	85,2%
Complexo Pedra Cheirosa [(9)]	CE	60,9%	41,3%	67,8%
Total		**45,0%**	**35,6%**	**78,6%**

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 24 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade Certificado [10 11]	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [(1)]	CE	35,0%	25,2%	72,0%
Complexo Eólico - Bons Ventos [(2)]	CE	38,5%	25,7%	66,8%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	27,6%	61,0%
Complexo Eólico Santa Clara [(3)]	RN	40,2%	31,1%	77,3%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [(4)]	RN	43,3%	36,7%	84,7%
Complexo Eólico Atlântica [(5)]	RS	43,2%	39,3%	91,0%
Complexo Eólico Macacos I [(6)]	RN	49,1%	43,6%	88,6%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	38,6%	82,5%
Complexo Eólico Eurus [(7)]	RN	44,4%	40,4%	90,9%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	43,1%	79,9%

Complexos Campo dos Ventos e São Benedito [8]	RN	58,2%	51,6%	88,6%
Total		**44,4%**	**36,3%**	**80,7%**

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 36 meses:

Parque eólico	Estado	Fator de capacidade Certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF [1]	CE	35,0%	27,6%	78,7%
Complexo Eólico - Bons Ventos [2]	CE	38,5%	28,8%	74,8%
Complexo Rosa dos Ventos	CE	45,2%	32,5%	71,9%
Complexo Eólico Santa Clara [3]	RN	40,2%	32,8%	81,5%
Complexo Eólico Morro dos Ventos [4]	RN	43,3%	37,5%	86,6%
Complexo Eólico Atlântica [5]	RS	43,2%	39,4%	91,3%
Complexo Eólico Macacos I [6]	RN	49,1%	44,8%	91,1%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	39,6%	84,8%
Complexo Eólico Eurus [7]	RN	44,4%	41,2%	92,6%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	45,1%	83,6%
Total		**41,3%**	**34,5%**	**83,2%**

[1] Complexo SIIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.
[2] Complexo BVP Geradora é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.
[3] Complexo eólico Santa Clara é formado pelos parques eólicos Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI.
[4] Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.
[5] Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.
[6] Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.
[7] Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.
[8] Complexo Campo dos Ventos e São Benedito é formado pelos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica e Ventos de Santa Úrsula.
[9] Complexo Pedra Cheirosa é formado pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II.
[10] O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.
[11] Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.
[12] A taxa de eficiência (razão entre fator de capacidade real e fator de capacidade certificado) corresponde ao fator de geração que é calculado pela divisão entre geração realizada e geração certificada (P50).

HÍDRICA (PCH)

A geração de energia das PCHs apresentou crescimento de 42,0% (+132,1 GWh) no 2T19 em relação a do 2T18. Esse resultado é explicado pelos seguintes fatores: i) entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018; e ii) melhor afluência na região Sul e nos estados de Mato Grosso e São Paulo que compensaram a menor afluência no estado de Minas Gerais.

No 1S19, a geração apresentou acréscimo de 16,9% (+136,1 GWh) em relação ao 1S18 devido principalmente à melhor afluência na região Sul.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit (GSF) que, dependendo da quantidade contratada, resulta na exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Exceto no 1T18 e no 1T19, quando houve energia secundária, uma vez que as garantias físicas sazonalizadas das usinas pertencentes do MRE estão mais concentradas nos demais meses do ano. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões “Receita líquida e “Custo de compra de energia”.

BIOMASSA

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou aumento de 6,3% (+20,8 GWh) no 2T19 em relação a do 2T18. Esse resultado deve-se às condições climáticas mais favoráveis que possibilitaram uma moagem superior no 2T19, possibilitando uma maior geração. Esse cenário também beneficiou a geração das usinas de biomassa no 1S19, que teve um aumento de 2,3% (+9,3 GWh) em relação a do 1S18.

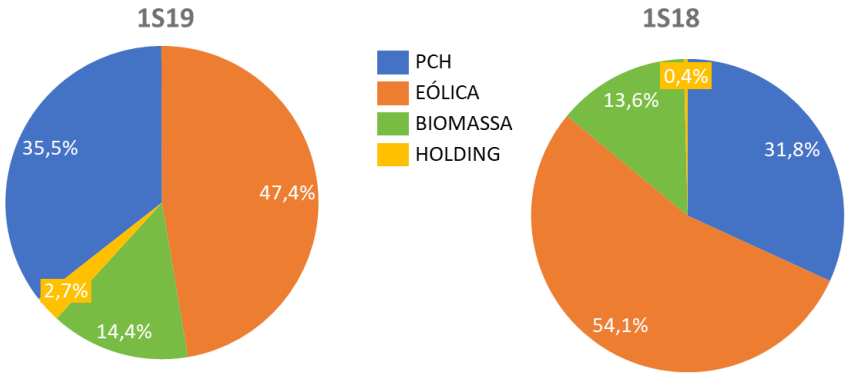
Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de resultado

(R$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Receita Líquida	411.298	415.036	-0,9%	745.486	798.584	-6,6%
Custo de geração de energia elétrica	(124.259)	(123.980)	0,2%	(232.013)	(251.078)	-7,6%
Depreciação e amortização	(119.678)	(113.223)	5,7%	(238.845)	(229.956)	3,9%
Lucro Bruto	**167.361**	**177.833**	**-5,9%**	**274.628**	**317.550**	**-13,5%**
Despesas gerais e administrativas	(36.156)	(35.298)	2,4%	(70.549)	(63.961)	10,3%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(38.985)	2,1%	(79.614)	(78.191)	1,8%
Depreciação & amortização	(2.126)	(2.279)	-6,7%	(3.733)	(4.027)	-7,3%
Lucro operacional	**89.272**	**101.271**	**-11,8%**	**120.732**	**171.371**	**-29,5%**
Resultado Financeiro	(111.174)	(119.119)	-6,7%	(222.880)	(248.334)	-10,2%
IR e CS	(16.596)	(18.692)	-11,2%	(29.373)	(32.098)	-8,5%
Resultado líquido	**(38.498)**	**(36.540)**	**5,4%**	**(131.521)**	**(109.061)**	**20,6%**
Ebitda	**250.883**	**255.758**	**-1,9%**	**442.924**	**483.545**	**-8,4%**
Margem Ebitda	61,0%	61,6%	-0,6 p.p	59,4%	60,6%	-1,1 p.p

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte[1]



[1] A participação da fonte solar foi de 0,02% no 1S19 e 0,02% 1S18.

A receita líquida total atingiu R$ 411,3 milhões no 2T19, praticamente estável à receita do 2T18 (-R$ 3,7 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(i) Redução de R$ 35,2 milhões na receita das eólicas devido principalmente: a) à menor geração dos complexos eólicos (-R$ 22 milhões); b) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada no 2T18 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado no 2T19 (-R$ 8,5 milhões); e c) ao ressarcimento anual do déficit de geração do Complexo Santa Clara (-R$ 3,5 milhões).

(ii) Aumento de R$ 21,8 milhões na receita das PCHs devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos (+ R$ 19,3 milhões); e ao volume maior de energia secundária do MRE no valor de R$ 2,5 milhões.

(iii) Aumento de R$ 3,2 milhões na receita das biomassas devido à estratégia de sazonalização dos contratos e à maior geração de algumas usinas (+R$ 7,6 milhões), parcialmente compensado pela menor liquidação de energia para recomposição de lastro e hedge no 2T19 (-R$ 3,8 milhões), com contrapartida no custo com compra de energia.

(iv) Aumento de R$ 6,4 milhões na receita da Holding devido às operações intercompany de hedge e swap liquidadas à PLD no 2T19, enquanto no 2T18 essas operações mitigaram o efeito da exposição das eólicas que estavam vendendo energia no MCSD (sazonalização flat).

No 1S19, a receita líquida atingiu R$ 745,5 milhões, queda de 6,6% em comparação com a do 1S18 (-R$ 53,1 milhões). Essa variação pode ser explicada principalmente pelos fatores que impactaram o trimestre, parcialmente compensado pelo reajuste de preços dos contratos.

Receita líquida	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
PCH	132.897	111.128	19,6%	264.524	254.048	4,1%
EOL	192.730	227.909	-15,4%	353.039	432.362	-18,3%
Biomassa	77.209	73.978	4,4%	107.609	108.772	-1,1%
Solar	76	80	-5,0%	168	165	1,8%
Holding	8.386	1.941	332,0%	20.145	3.237	522,3%
Total	**411.297**	**415.037**	**-0,9%**	**745.486**	**798.584**	**-6,6%**

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização da garantia física. Para as eólicas e as usinas de biomassa, o reconhecimento da receita depende do contrato e pode ser feito pela geração efetiva ou sazonalização. Para maiores detalhes veja o mapa de contratos de venda de energia no anexo (mapa de contrato de vendas de energia).

Custo de geração de energia

(R$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Custo de compra de energia	(41.777)	(66.628)	-37,3%	(71.020)	(112.388)	-36,8%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(981)	(1.338)	-26,7%	(1.957)	(1.928)	1,5%
Encargos de uso de sistema	(24.563)	(15.356)	60,0%	(48.590)	(40.056)	21,3%
PMSO [1]	(56.938)	(40.658)	40,0%	(110.446)	(96.706)	14,2%
Custo de geração de energia elétrica	**(124.259)**	**(123.980)**	**0,2%**	**(232.013)**	**(251.078)**	**-7,6%**
Depreciação e amortização	(119.678)	(113.223)	5,7%	(238.845)	(229.956)	3,9%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	**(243.937)**	**(237.203)**	2,8%	**(470.858)**	**(481.034)**	-2,1%

[1] Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 2T19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 124,3 milhões, aumento de 0,2% em relação ao 2T18 (+R$ 279 mil). No 1S19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 232,0 milhões, queda de 7,6% em relação ao 1S17 (-R$ 19,1 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R$ 41,8 milhões no 2T19, montante 37,3% inferior ao registrado no 2T18 (-R$ 24,9 milhões). No 1S19, o custo com compra de energia apresentou queda de 36,8% (-R$ 41,4 milhões). Essas variações são explicadas principalmente devido (i) ao menor volume de energia comprado para operações de hedge e déficits de energia dos parques eólicos que participaram do MCSD por conta da sazonalização flat em 2018 e (ii) ao menor GSF nos períodos.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R$ 24,6 milhões no 2T19, aumento de 60,0% em relação ao 2T18 (+R$ 9,2 milhões). No 1S19, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R$ 48,6 milhões, aumento de 21,3% em relação ao 1S18 (+R$ 8,5 milhões). Esses desempenhos devem-se, principalmente, ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins em 2018, parcialmente compensado pelo reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R$ 56,9 milhões no 2T19, aumento de 40,0% (+R$ 16,3 milhões) em relação ao custo do 2T18. No 1S19, o custo com PMSO totalizou R$ 110,4 milhões, aumento de 14,2% em relação ao 1S18 (+R$ 13,7 milhões). Tais desempenhos devem-se principalmente a) a efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins em 2018; e b) reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos

complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação.

Depreciação e Amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R$ 119,7 milhões no 2T19, aumento de 5,7% em relação ao 2T18 (+R$ 6,5 milhões). No 1S19, o custo com depreciação e amortização totalizou R$ 238,8 milhões, aumento de 3,9% em relação ao 1S18 (+R$ 8,9 milhões). Tais desempenhos devem-se à entrada em operação da PCH Boa Vista 2 em novembro de 2018 e ao efeito da unitização do complexo eólico Pedra Cheirosa.

Despesas gerais e administrativas

(R$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Despesas com pessoal	(19.701)	(19.576)	0,6%	(39.228)	(36.784)	6,6%
Serviços de terceiros [1]	(14.607)	(14.933)	-2,2%	(26.755)	(30.404)	-12,0%
Outros	(1.848)	(789)	134,2%	(4.566)	3.227	241,5%
Despesas gerais e administrativas	**(36.156)**	**(35.298)**	**2,4%**	**(70.549)**	**(63.961)**	**10,3%**
Depreciação & Amortização	(2.126)	(2.279)	-6,7%	(3.733)	(4.027)	-7,3%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(38.985)	2,1%	(79.614)	(78.191)	1,8%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	**(78.089)**	**(76.562)**	**2,0%**	**(153.896)**	**(146.179)**	**5,3%**

[1] Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

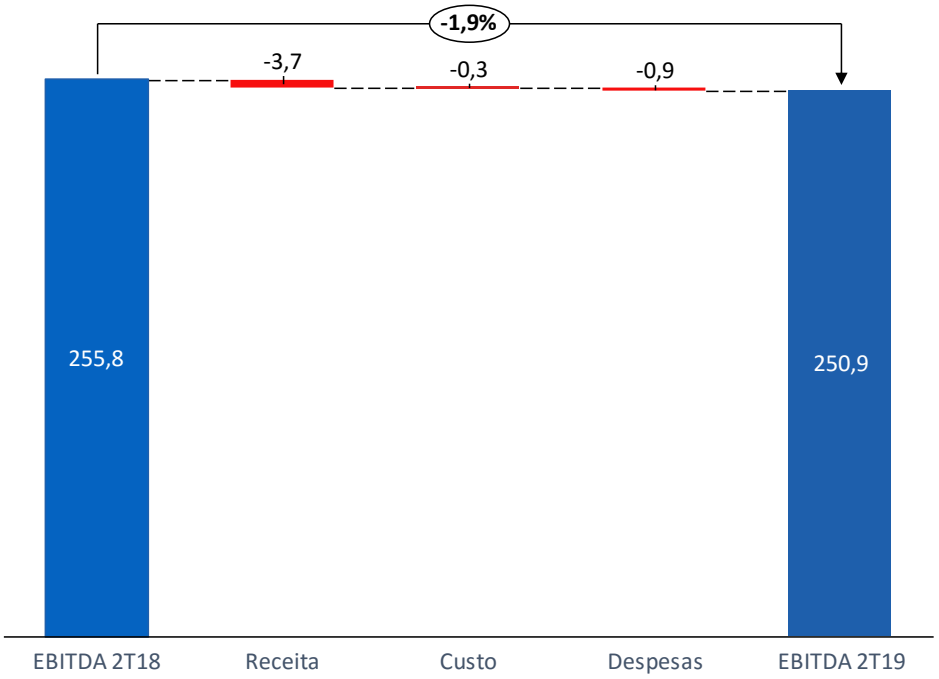
As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R$ 36,2 milhões no 2T19, aumento de 2,4% (R$ 858 mil) em relação as do 2T18.

No 1S19, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortizações, somaram R$ 70,5 milhões, aumento de 10,3% (+R$ 6,6 milhões) em relação às do 1S18. Esse resultado é explicado principalmente pela reversão de provisão de impairment ocorrida no 1T18 no valor de R$ 5,8 milhões, que não se repetiu.

Ebitda

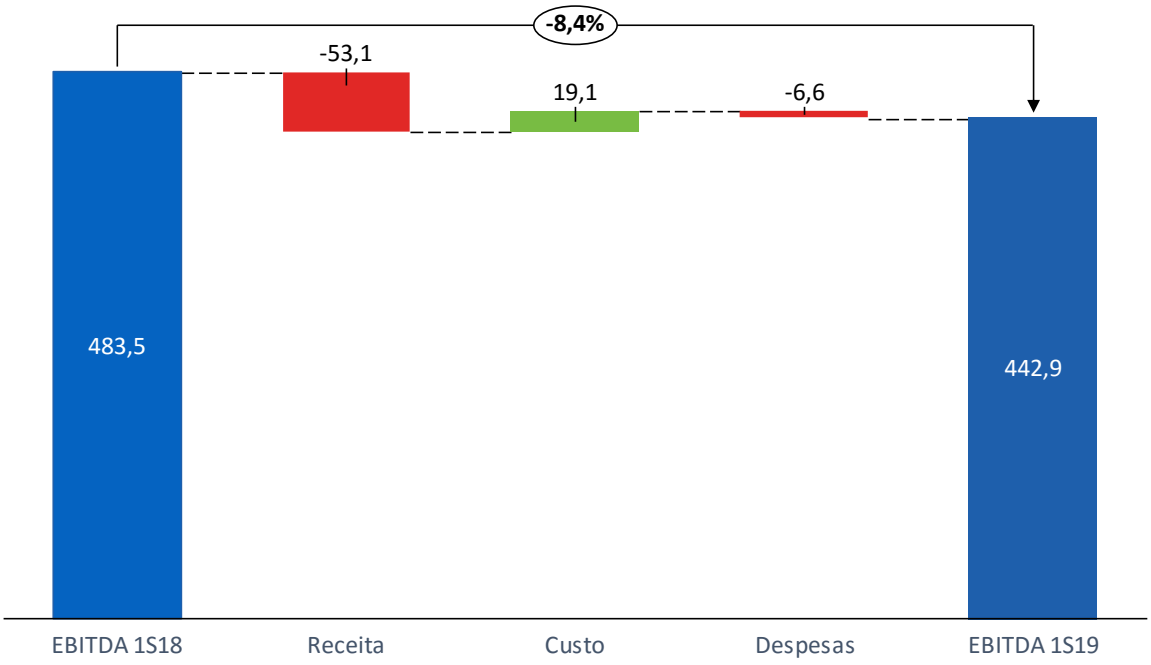
No 2T19, o Ebitda totalizou R$ 250,9 milhões, 1,9% inferior ao do 2T18 (-R$ 4,9 milhões). A margem Ebitda atingiu 61,0% no 2T19, -0,6 p.p. inferior a do 2T18. Esse resultado deve-se principalmente à menor receita líquida dos parques eólicos (-R$ 35,1 milhões), que foi parcialmente compensado pela maior receita das demais fontes de energia (+R$ 31,4 milhões) no período.

Evolução do Ebitda – 2T19 versus 2T18 (R$ milhões)



No 1S19, o Ebitda totalizou R$ 442,9 milhões, 8,4% inferior ao do 1S18 (-R$ 40,6 milhões). A margem Ebitda atingiu 59,4% no 1S19, -1,1 p.p. inferior a do 1S18. Esse resultado deve-se principalmente à menor receita de eólica no período (-R$ 79,3 milhões), parcialmente compensado pelo menor custo com compra de energia (+R$ 41,4 milhões).

Evolução do Ebitda – 1S19 versus 1S18 (R$ milhões)



Resultado Financeiro

(R$ mil)	2T19	2T18	2T19 vs 2T18	1S19	1S18	1S19 vs 1S18
Receitas Financeiras	50.196	29.873	68,0%	98.786	60.012	64,6%
Despesas Financeiras	(161.370)	(148.992)	8,3%	(321.666)	(308.346)	4,3%
Resultado Financeiro	**(111.174)**	**(119.119)**	**-6,7%**	**(222.880)**	**(248.334)**	-10,2%

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R$ 111,2 milhões no 2T19, 6,7% inferior ao do 2T18 (-R$ 7,9 milhões). No 1S19, o resultado financeiro foi de R$ 222,9 milhões, 10,2% inferior ao do 1S18 (-R$ 25,5 milhões).

Receitas financeiras

Em 30 de junho de 2019, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R$ 1.275,2 milhões ante R$ 1.681,1 milhões em 30 de junho de 2018.

No 2T19, as receitas financeiras totalizaram R$ 50,2 milhões, 68,0% superior as do 2T18 (+R$ 20,3 milhões). No 1S19, as receitas financeiras totalizaram R$ 98,8 milhões, 64,6% superior às do 1S18 (+R$ 38,8 milhões). Essas variações são decorrentes principalmente da receita com atualização de liquidação financeira na CCEE, parcialmente compensadas pelo menor saldo médio nos períodos (R$ 1.369,3 milhões no 2T19 vs R$ 1.630,9 milhões no 2T18 e R$ 1.366,3 milhões no 1S19 vs R$ 1.589,9 milhões no 1S18).

Despesas financeiras

As despesas financeiras somaram R$ 161,4 milhões no 2T19, 8,3% superior as do 2T18 (+R$ 12,4 milhões).

No 1S19, as despesas financeiras somaram R$ 321,7 milhões, 4,3% superior às do 1S18 (+R$ 13,3 milhões). Essas variações são explicadas principalmente pela despesa com atualização de liquidação financeira na CCEE (provisão do GSF), parcialmente compensadas pelos menores juros e atualização monetárias sobre empréstimos e debêntures devido à queda do CDI médio e da TJLP e pelo aumento nas despesas de dívidas de projetos, que com a entrada em operação, deixam de ser capitalizadas e passam a impactar o resultado.

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I e II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha e Solar 1 que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

A rubrica de imposto de renda e contribuição social totalizou uma despesa R$ 16,6 milhões no 2T19 ante uma despesa R$ 18,7 milhões no 2T18. No 1S19, tais despesas foram de R$ 29,4 milhões ante R$ 32,1 milhões no 1S18. Essas variações ocorreram principalmente devido à redução das receitas financeiras nas SPEs tributadas pelo lucro presumido, que estão sujeitas ao pagamento de imposto

de renda e contribuição social à alíquota de 34,0%, parcialmente compensado pelo estorno de impostos diferidos sobre a provisão de impairment ocorrido no 1T18.

Resultado líquido

No 2T19, a Companhia registrou prejuízo líquido de R$ 38,5 milhões ante ao prejuízo líquido de R$ 36,5 milhões no 2T18 (+R$ 1,9 milhões). Já no 1S19, a Companhia registrou prejuízo líquido de R$ 131,5 milhões ante ao prejuízo de R$ 109,1 milhões no 1S18. Esses desempenhos refletem a piora do Ebitda e melhora do resultado financeiro nos períodos.

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R$ 48,8 milhões no 1S19, direcionados, basicamente, as manutenções dos ativos e novos projetos em desenvolvimento.

Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial

	30/06/2019	31/12/2018
Ativo		
Circulante e Realizável a longo prazo	***1.975.952***	***2.078.314***
Caixa e equivalentes de caixa e Aplicações Financeiras	1.275.242	1.457.625
Contas a receber (Clientes)	467.049	391.346
Tributos a Recuperar	117.670	115.146
Tributos diferidos	-	-
Empréstimos a receber	10.780	10.223
Outros	105.211	103.974
Imobilizado	**7.271.274**	**7.454.584**
Intangível	**2.566.080**	**2.642.958**
Total do ativo	**11.813.306**	**12.175.856**

	30/06/2019	31/12/2018
Passivo		
Circulante e Exigível a longo prazo	***7.401.411***	***7.924.685***
Fornecedores	167.838	189.171
Obrigações trabalhistas	10.570	8.865
Empréstimos com controladas e controladora	411.627	407.729
Dividendos propostos e a pagar	4.409	3.994
Empréstimos e financiamentos e Debêntures	5.261.142	5.558.834
Outros	1.545.825	1.756.092
Patrimônio Líquido	***4.411.895***	***4.251.171***
Capital social	3.698.060	3.398.048
Reservas de capital	592.347	592.347
Reservas de lucro	124.646	124.646
Ajuste de avaliação patrimonial	30.914	32.753
Lucros/prejuízos acumulados	- 134.757	-
Participação de acionistas não controladores	100.685	103.377
Total do passivo	**11.813.306**	**12.175.856**

Principais variações do ativo

O ativo circulante e realizável a longo prazo da Companhia encerrou 30 de junho de 2019 em R$ 2,1 bilhões, queda de 4,9% (-R$ 102,4 milhões) em relação ao saldo de 31 de dezembro de 2018.

As disponibilidades – caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e aplicações financeiras vinculadas – encerraram o 2T19 com R$ 1,3 bilhões, queda de 12,5% quando comparadas as de 31 de dezembro de 2018. Essa queda deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) amortizações de empréstimos no valor de R$ 1.371,2 milhões, (ii) investimentos em novos ativos (+R$ 48,8 milhões); (iii) pagamento de impostos principalmente com IR e CS. Esses valores foram parcialmente compensados (iv) pela captação de R$ 837,4 milhões e (v) pela maior geração de caixa dos projetos.

A rubrica contas a receber (Clientes) teve uma variação positiva de 19,3% quando comparada ao encerramento de 2018, decorrente da provisão no valor de R$ 88,0 milhões relativos ao contrato de venda de energia com a Eletrobrás (complexo eólico Bons Ventos, que com a incorporação do complexo na holding, as receitas estão suspensas até a conclusão dos aditivos) de janeiro a junho

de 2019, parcialmente compensada pela diferente sazonalização das biomassas e dos contratos do mercado livre das eólicas com impacto de R$ 11,6 milhões.

A variação do imobilizado (-2,5%) foi decorrente principalmente da depreciação dos ativos ocorrida no período, parcialmente compensado por aquisições diversas.

Principais variações do passivo

O passivo circulante e exigível a longo prazo encerrou o 2T19 com montante de R$ 7,4 bilhões, inferior 6,6% (-R$ 523,3 milhões) ao saldo de 31 de dezembro de 2018, influenciado basicamente pela redução na linha de empréstimos e pelos pagamentos dos fornecedores.

O patrimônio líquido foi de R$ 4,4 bilhões no encerramento do 2T19, aumento de 3,8% em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2018. Essa elevação é decorrente do aumento de capital no valor de R$ 300,0 milhões, parcialmente compensado pelo prejuízo líquido apurado no 1S19.

Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 2T19 com endividamento bancário total de R$ 5.261,1 milhões, montante 5,3% inferior ao endividamento registrado ao final do 2T18 (R$ 5.990,5 milhões). Considerando os empréstimos ponte (que serão quitados com as captações de dívida de longo prazo), as dívidas da Companhia possuem prazo médio de 4,88 anos e custo médio nominal de 8,10% a.a.

Destacamos as principais amortizações ocorridas nos últimos seis meses:

(i) R$ 60,0 milhões referentes à amortização da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(ii) R$ 7 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Alto Irani;
(iii) R$ 5 milhões referentes à amortização das ações preferenciais resgatáveis da Plano Alto;
(iv) R$ 258,0 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(v) R$ 210,0 milhões referentes à quitação da 2ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(vi) R$ 197,3 milhões referentes à quitação da 3ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(vii) R$ 88,0 milhões referentes à quitação da 5ª emissão de debêntures da CPFL Renováveis;
(viii) R$ 123,3 milhões referentes à quitação da 1ª emissão de debêntures da PCH Holding 2
(ix) R$ 44 milhões referentes à quitação da Cédula de Crédito Bancário da CPFL Renováveis; e
(x) R$ 21,6 milhões referentes à quitação da 2ª emissão de debêntures da Dobrevê Energia.

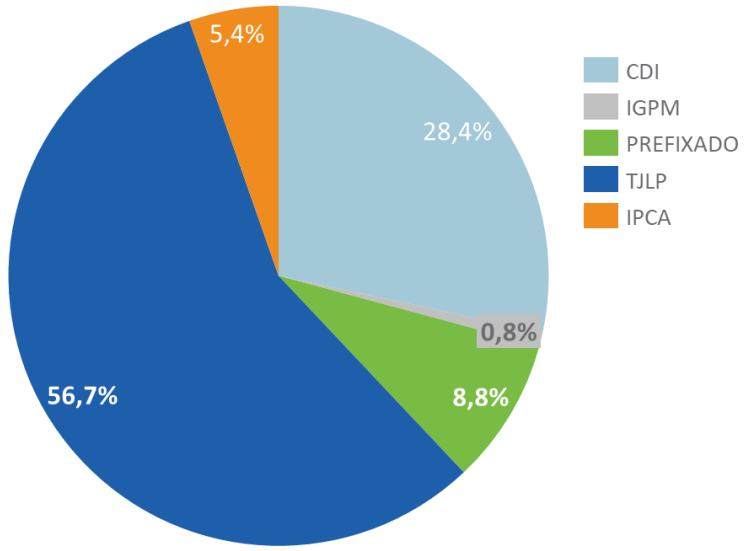
Endividamento com partes relacionadas

Para o reforço do caixa da Companhia, em 26 de março de 2018, foi celebrado com sua controladora CPFL Geração um contrato de mútuo no valor global total de R$ 600 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, com desembolsos realizados no valor total de R$ 394,4 milhões (atualizado até 30 de junho de 2019 no montante de R$ 411,6 milhões). O saldo remanescente desse contrato não poderá ser acessado.

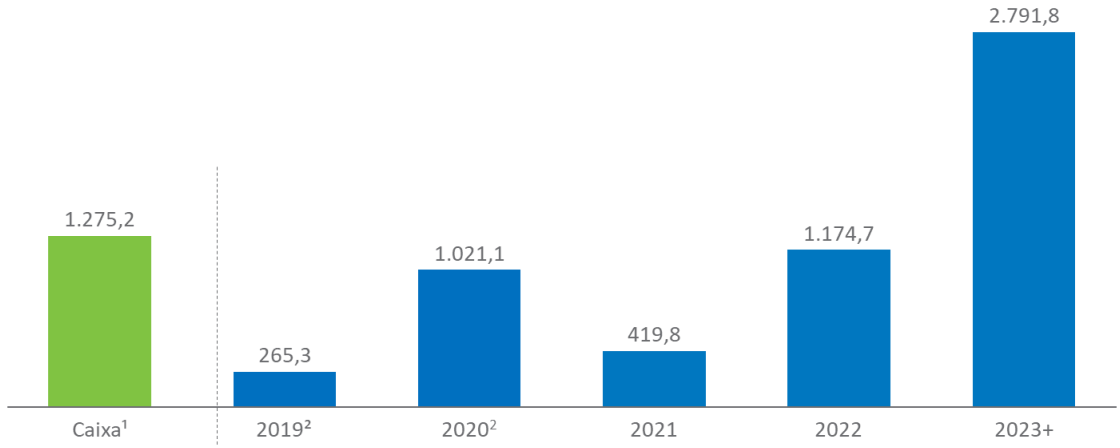
Em 06 de agosto de 2018, a Companhia celebrou um segundo contrato com sua controladora CPFL Geração com vencimento em 26 de março de 2020, no valor global total de R$ 405,6 milhões, à taxa de juros de 107% do CDI, sem desembolsos realizados até o dia 30 de junho de 2019.

Os desembolsos ocorridos estão dentro do limite de crédito de até R$ 800 milhões aprovado com a controladora.

Dívida por indexador – junho de 2019



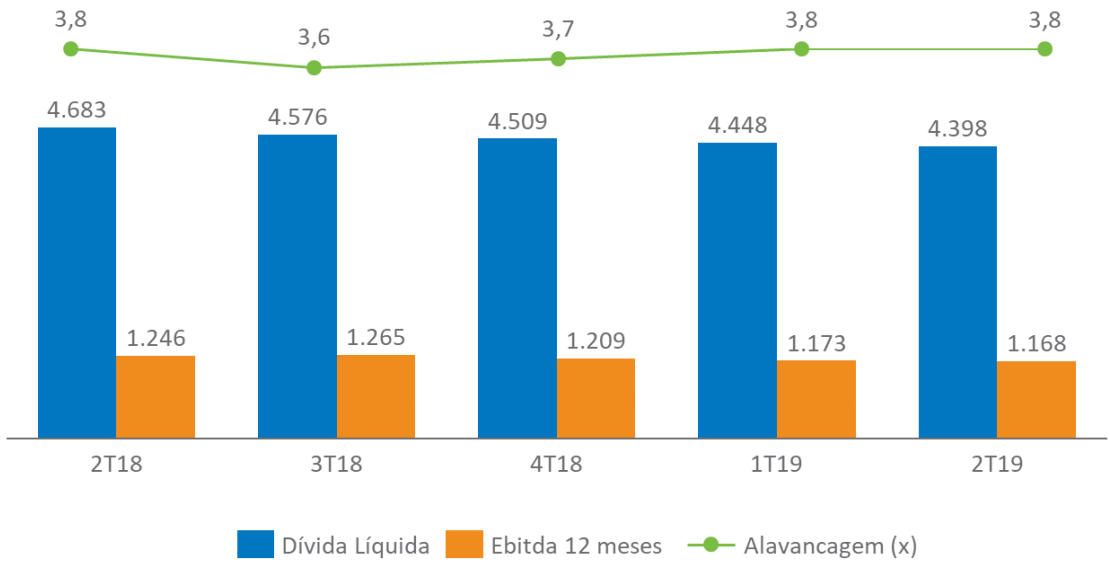
Cronograma de amortização da dívida (R$ milhões) – junho de 2019[3]



[1] O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 593,6 milhões no encerramento do 2T19 (R$ 613 milhões no encerramento do 2T18);
[2] Considera encargos financeiros no valor de R$ 31,0 milhões em 2019 e R$ 2,5 milhões em 2020;
3 Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

A Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio de usinas em construção ou que entraram recentemente em operação. Dessa maneira para esses ativos, as dívidas já estão no balanço, sem a contrapartida no Ebitda.

Divida líquida/Ebitda (R$ milhões)[1 2]

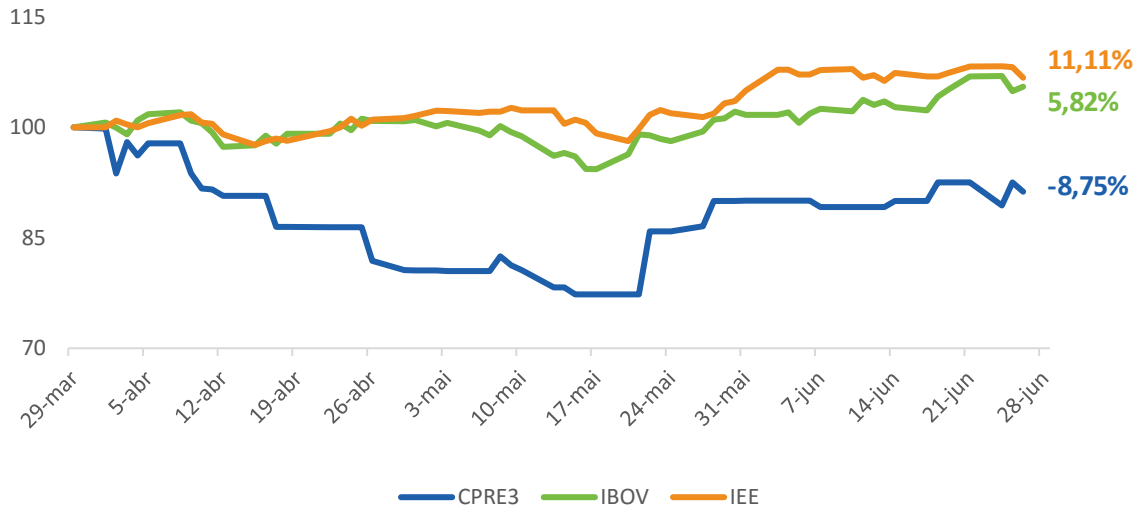


[1] O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 593,6 milhões no encerramento do 2T19 (R$ 613 milhões no encerramento do 2T18);
[2] Considera o contrato de mútuo com a CPFL Geração como dívida (partes relacionadas).

Mercado de capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 2T19 cotadas a R$ 14,60, o que representa queda de 8,75% em relação à cotação ao final do 2T18. No mesmo intervalo de comparação, o Índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 5,8% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve valorização de 11,1%.

Desempenho CPRE3 vs. IBOV e IEE: 01/04/2019 a 30/06/2019



Governança Corporativa

A CPFL Renováveis é listada no segmento de mais alto nível de governança – Novo Mercado da B3 – e seu capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias, totalmente integralizadas.

A estrutura de governança corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, que pode ser assessorado por Comitês de Assessoramento, Conselho Fiscal, Diretoria Executiva e Auditoria Interna.

Quatro princípios são seguidos por seus executivos para que a gestão da CPFL Renováveis seja realizada de forma ética, com respeito integral aos órgãos públicos e às comunidades onde seus empreendimentos estão localizados: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das políticas e diretrizes gerais de negócios da Companhia, incluindo a estratégia de longo prazo, o controle e a fiscalização do desempenho da Companhia. É responsável também pela supervisão da gestão da Diretoria Executiva, dentre outras competências que lhe são atribuídas pela lei e pelo estatuto social da Companhia.

O Conselho de Administração é composto por sete conselheiros, sendo um conselheiro independente, com prazo de mandato unificado de um ano, permitida a reeleição. O referido conselho se reúne ordinariamente uma vez a cada dois meses e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo presidente do Conselho, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro.

A CPFL Renováveis também possui um Conselho Fiscal em permanente funcionamento, que é composto por três membros efetivos, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária seguinte a de sua eleição, podendo ser reeleitos.

A Diretoria Executiva é formada por até sete diretores estatutários, com prazo de mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Compete à Diretoria Executiva representar a Companhia e gerir seus negócios sociais de acordo com as diretrizes traçadas pelo Conselho de Administração.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:



[1] Via CPFL Geração

Contatos	Teleconferência	CPRE3
Fernando Mano da Silva Diretor-Presidente e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (interino) **Flávia de Lima Carvalho** Superintendente de Finanças, RI e Comunicação **Luciana Silvestre Fonseca** Especialista de Relações com Investidores **Rafaella Homsi Galesi** Analista de Relações com Investidores E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: (+55) 11 3157-9312	**Teleconferência / Webcast** **Data:** 08 de agosto de 2019 **Horário:** 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 (Eastern Time) Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês. Telefones para conexão: Brasil: (+55) 11 3193-1001 ou (+55) 11 2820-4001 EUA: +1-800-492-3904 Outras localidades: +1-646-828-8246 Senha: **CPFL Renováveis**	**Cotação de fechamento em 06/08/2019:** R$ 13,15 **Valor de Mercado:** **Reais:** R$ 6,9 bilhões **Dolar:** USD 1,7 bilhões

Glossário

A-3 (A menos três) – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com inicio de suprimento 3 anos à frente.

A-5 (A menos cinco) – Refere-se a Leilão de Compra de Energia de empreendimentos novos com inicio de suprimento 5 anos à frente.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Capacidade instalada – É a capacidade máxima de produção de energia elétrica de uma usina.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ebitda (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses*) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

Garantia Física – Fração de garantia física do SIN alocada a cada usina, que constituirá o limite de contratação para os geradores do sistema. A determinação da garantia física e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com homologação pelo MME.

GSF (*Generation Scaling Factor*/Fator de Ajuste da Garantia Física) – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IEE (Índice de Energia Elétrica) – Índice setorial da BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

Leilões de Energia – Processos licitatórios estabelecidos pelo MME e ANEEL para a compra e venda de energia. Podem ser caracterizados como: LEN – Leilões de Energia Nova; LER – Leilão de Energia de Reserva; LFA – Leilões de Fontes Alternativas.

Mercado de curto prazo – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de

energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

Mercado Livre - Ambiente de contratação de energia elétrica onde os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e o agente de geração ou de comercialização.

Mercado Regulado - Esse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Apesar de não ser contratada em leilões, a energia gerada pela usina binacional de Itaipu e a energia associada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA são enquadradas no ACR, pois sua contratação é regulada, com condições específicas definidas pela ANEEL.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

PPA (*Power Purchase Agreement*) - contrato para compra de energia.

P50 - estimativa que indica que existe 50% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa média de produção de energia.

P90 - estimativa que indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa conservadora de produção de energia.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) – Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afluências.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior à 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados.

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

TEO (Tarifa de Energia de Otimização) – Utilizada para valoração das transações do MRE estabelecida pela ANEEL.

Anexos

Anexo – Mapa de contratos de venda de energia

Ambiente de contratação	Receita	Ajustes de geração	Comentários
		Eólica	
Proinfa	Reconhecida conforme geração.	Previsto um ajuste inversamente proporcional nas tarifas de energia em virtude da produção realizada. Registrado na Receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme geração.	São determinados limites superiores e inferiores dentro de um quadriênio, para cada contrato. A geração excedente ou deficitária, dentro desses limites, são ressarcidas no final do quadriênio. Fora dos limites, o ressarcimento ocorre no ano subsequente.	O ajuste de caixa do ressarcimento é realizado no ano contratual subsequente, após apuração anual (fora dos limites) e quadrienal (dentro dos limites).
ACL	Reconhecida conforme geração ou sazonalização	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
		PCH	
Proinfa	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração são reconhecidos na receita, inclusive em casos de GSF ou secundária.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente.
ACR	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
ACL	Reconhecida conforme sazonalização da garantia física.	Ajustes relativos aos desvios de geração (TEO) são contabilizados no custo, inclusive em casos de GSF ou secundária (PLD).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)
		Biomassa	
ACR	Reconhecida conforme geração.	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados na receita.	O ajuste de caixa é realizado no ano subsequente, conforme cada mecanismo de contrato.
ACL	Reconhecida conforme geração ou sazonalização	Ajustes relativos aos desvios de geração são contabilizados no custo (PLD ou bilateral).	Impacto no caixa mensalmente, conforme valores comercializados. No caso da liquidação a PLD, o caixa é realizado após contabilização CCEE (2 meses)

Anexo – Ativos em operação

	Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
Eólico								
Complexo eólico Atlântica	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30,0	13,10	13,10	222,44	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30,0	12,90	12,90	222,44	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30,0	13,00	13,00	222,44	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30,0	12,30	13,70	222,44	LFA 2010
Complexo eólico SIIF	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25,2	7,37	7,37	476,01	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54,6	22,08	21,51	436,34	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25,2	12,58	11,78	429,98	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105,0	28,83	28,09	485,06	Proinfa
Complexo eólico Santa Clara	Santa Clara I	Parazinho	RN	30,0	13,71	12,69	250,75	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30,0	12,76	11,42	250,75	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30,0	12,51	11,86	250,75	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30,0	12,31	10,90	250,75	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30,0	12,41	11,31	250,75	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30,0	12,29	10,45	250,75	LER 2009
	Eurus VI	Parazinho	RN	8,0	3,16	2,66	224,11	LER 2009
Complexo eólico Macacos I	Macacos	João Camara	RN	20,7	9,80	9,70	224,11	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16,1	7,60	7,50	224,11	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20,7	10,30	10,10	214,91	LFA 2010
	Costa Branca	João Camara	RN	20,7	9,80	9,80	214,91	LFA 2010
Complexo eólico Bons Ventos	Bons Ventos	Aracati	CE	50,0	16,37	15,94	485,66	Proinfa
	Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16,5	6,71	6,58	442,59	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57,0	24,08	22,93	445,34	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31,5	10,23	9,97	500,12	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30,0	15,00	13,23	205,12	LER 2010
Complexo eólico Rosa dos Ventos	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10,5	3,31	3,31	487,65	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3,2	1,43	1,43	429,98	Proinfa
Complexo eólico Morro dos Ventos	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28,8	13,58	12,70	252,49	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28,8	13,91	12,82	252,44	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28,8	13,74	12,20	252,46	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28,8	13,10	11,11	252,51	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	Parazinho	RN	30,0	14,31	12,73	252,47	LER 2009
Complexo eólico Eurus	Eurus I	João Câmara	RN	30,0	15,50	12,75	201,95	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30,0	16,10	14,72	201,94	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29,2	15,40	15,10	167,30	LEN 2011
Complexo Eólico Campo dos Ventos	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25,2	13,60	64,60	192,15	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25,2	13,40		192,15	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25,2	13,10		192,15	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25,2			192,15	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14,7			192,15	ACL
Complexo Eólico São Benedito	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29,4		60,60	192,15	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29,4			192,15	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29,4			192,15	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27,3			192,15	ACL
Complexo Eólico Pedra Cheirosa	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25,2	14,5	13,60	166,83	LEN 2013
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23,1	13,0	12,50	167,49	LEN 2011
	Subtotal Eólico			**1.308,6**	**499,2**	**558,67**	**272,21**	

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
			Biomassa				
Alvorada	Araporã	MG	50,0	18,7	18,70	202,30	ACL
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40,0	2,3	11,00	291,18	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50,0	10,78	10,78	256,95	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45,0	5,20	5,20	258,10	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25,0	4,31	4,31	256,95	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70,0	23,9	24,40	240,33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50,0	18,0	18,04	202,30	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40,0	11,3	16,43	209,47	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomassa			**370,0**	**94,5**	**108,9**	**231,13**	

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
			PCH				
Alto Irani	Arvoredo	SC	21,0	12,4	12,36	286,63	Proinfa
Americana	Americana	SP	30,0	5,9	5,88	270,08	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0,5	0,4	0,42	264,47	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13,0	7,4	7,00	260,97	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23,0	14,9	14,76	267,51	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0,8	0,4	0,35	270,08	ACL
Boa Vista II	Varginha	MG	29,9	15,5		249,48	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4,3	2,2	2,17	270,08	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2,6	1,5	1,53	270,08	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10,0	4,6	4,61	286,63	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14,0	8,5	8,44	267,51	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4,2	1,6	1,60	245,63	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10,8	5,7	5,69	270,08	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	19,0	11,0	11,01	270,08	ACL
Esmeril	Patrocinio Paulista	SP	5,0	2,9	2,88	270,08	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19,4	12,6	12,54	279,26	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4,8	3,6	3,63	270,08	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0,7	0,4	0,40	264,47	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11,8	4,5	4,50	270,08	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1,7	1,0	1,04	270,08	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30,0	21,2	16,70	266,28	Proinfa
Mata Velha	Unaí	MG	24,0	13,1	12,70	176,58	LEN
Monjolinho	São Carlos	SP	0,6	0,1	0,39	237,23	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10,0	6,5	4,16	267,51	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23,0	10,4	10,00	188,85	ACL
Paiol	Frei Inocêncio	MG	20,0	10,5	10,93	270,08	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6,8	3,7	3,70	264,47	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0,8	0,6	0,58	286,63	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16,0	9,3	9,25	264,47	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0,8	0,7	0,73	240,96	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20,0	11,1	11,10	270,08	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4,6	2,6	2,58	270,08	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28,5	18,4	18,00	260,97	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4,3	2,6	2,61	270,08	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11,0	7,2	6,44	267,51	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8,1	5,1	5,07	270,08	ACL
Socorro	Socorro	SP	1,0	0,3	0,31	270,08	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0,6	0,4	0,43	270,08	ACL
Varginha	Chalé	MG	9,0	5,4	4,00	261,60	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7,5	4,9	4,79	267,51	ACL
Subtotal PCH			**453,1**	**251,1**	**225,28**	**260,45**	

Observação: PCH Boa Vista considera o preço do contrato de venda de energia no Leilão A-5 2015. Até o início do contrato, a energia gerada está sendo vendida no mercado livre.

Projetos	Município	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada 2019 (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
			Solar				
Tanquinho	Campinas	SP	1,1	0,2	0,19	244,55	ACL
Subtotal Solar			**1,1**	**0,2**	**0,19**	**244,55**	
TOTAL			**2.132,8**	**844,9**	**893,0**	**264,23**	

Anexo – Ativos em construção

Projeto	UF	Capacidade (MW)	Garantia Física (MWm)	Energia Contratada (MWm)	Preço (R$/MWh) Jun/19	Tipo de contrato
PCH						
Cherobim	PR	28,0	16,6	16,5	189,95	28º LEN 2018 (A-6)
Subtotal PCH		**28,0**	**16,6**	**16,5**	**189,95**	
Projeto	**UF**	**Capacidade (MW)**	**Garantia Física (MWm)**	**Energia Contratada (MWm)**	**Preço (R$/MWh) Jun/19**	**Tipo de contrato**
Eólico						
Costa das Dunas	RN	23,1	13,3	4,0	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Figueira Branca	RN	10,5	5,9	1,8	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Farol de Touros	RN	21,0	11,7	3,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Gameleira	RN	14,7	8,5	2,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Subtotal Eólico		**69,3**	**39,4**	**12,0**	**89,89**	
TOTAL		**97,3**	**56,0**	**28,5**	**147,82**	

*Energia contratada a partir de janeiro/2024 para demais usinas em construção do 28º LEN 2018 (A-6)

Earnings Release

2Q19



Contents

Message from the CEO **3**

Highlights of the quarter **4**

Portfolio in operation **5**

Portfolio: projects under construction **5**

Generation conditions **7**

Economic and financial performance **19**

Income Statement 19

Net Revenue 19

Energy generation costs 21

General and administrative expenses 22

EBITDA 22

Financial Result 24

Income tax and social contribution 24

Net Income (Loss) 25

Main variations in assets 25

Main variations in liabilities 26

Capital Markets **29**

Ownership structure **30**

Annexes **34**

Message from the CEO

"CPFL Renováveis generated 1,558.4 GWh of energy in 2Q19, 5.8% more than in the same period of 2018. This result shows the importance of portfolio diversification, since the better performance by biomass plants and the operational startup of SHPP Boa Vista 2 in November 2018, combined with better inflows, offset weaker winds at the wind farms located in Northeastern Brazil.

In 2Q19, total net revenue reached R$411.3 million, remaining practically stable in relation to 2Q18. Despite the improved availability of the wind farms operated by Suzlon (78.6% in 2Q18 versus 85.3% in 2Q19), lower net revenues mainly due to lower winds contributed to a 1.9% drop in EBITDA, which totaled R$250.9 million in the quarter.

Also this quarter, the Company issued debentures amounting to R$838 million, whose proceeds were used to reprofile debt in order to ensure more appropriate costs for the Company.

Lastly, the Company disclosed a material fact notice in May 2019 informing that CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") and its parent company State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid") signed a binding Memorandum of Understanding (MOU) to establish the bases that will regulate the negotiations for a potential operation involving the acquisition of the entire shareholding interest directly held by State Grid in CPFL Renováveis.

As part of this process, in July 2019 the integration of CPFL Renováveis and CPFL Energia's administrative activities began, mainly aiming at strengthening potential synergies between the organizational models of both companies and creating favorable conditions for the strategic growth expected for CPFL Renováveis' business. This move further reinforces the Management's commitment to growth and value creation for its shareholders."

Fernando Mano da Silva
Chief Executive Officer

2Q19 Results

São Paulo, August 7, 2019 – CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" or "Company") announces today its results for the second quarter of 2019 (2Q19) and the six-month period ended June 30, 2019 (1H19). Except where stated otherwise, the following financial and operating information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law.

Highlights of the quarter

i. Energy generation of 1,558.4 GWh in 2Q19 (+5.8% vs. 2Q18);

ii. Net revenue of R$411.3 million in 2Q19 (-0.9% vs. 2Q18);

iii. EBITDA of R$250,9 million in 2Q19 (-1.9% vs. 2Q18);

iv. Net loss of R$38.5 million in 2Q19 (+5.4% versus 2Q18);

v. Financial liquidity adequate for the Company's profile: cash of R$1.3 billion[1].

vi. On May 9, 2019, approval was given to the 9th issue of unsecured, non-convertible debentures, in two series, in the amount of R$838 million. The net proceeds obtained by CPFL Renováveis from the issue of debentures will be used to reprofile debt, thereby ensuring more appropriate costs for the Company.

vii. On May 21, 2019, CPFL Renováveis disclosed a material fact notice informing that CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") and its parent company State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid") signed a binding Memorandum of Understanding ("MOU") to establish the bases that will regulate the negotiations for a potential operation involving the acquisition of the entire shareholding interest directly held by State Grid in CPFL Renováveis.

[1] Includes cash and cash equivalents, financial investments, securities and reserve account (restricted financial investments).

Economic and Operating Indicators

(R$ thousand)	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
Statement of Income						
Net revenue	411,298	415,036	-0.9%	745,486	798,584	-6.6%
Ebitda [1]	250,883	255,758	-1.9%	442,924	483,545	-8.4%
Ebitda margin	61.0%	61.6%	-0.6 p.p	59.4%	60.6%	-1.1 p.p
Net result	(38,498)	(36,540)	5.4%	(131,521)	(109,061)	20.6%
Operating Indicators						
Capacity in operation (MW)	2,133	2,103	1.4%	2,133	2,103	1.4%
# plants in operation	94	93	1.1%	94	93	1.1%
Energy generated (GWh) [2]	1,558	1,472	5.8%	2,730	2,693	1.4%
Number of employees [3]	468	429	9.1%	468	429	9.1%

[1] EBITDA corresponds to net income before: (i) depreciation and amortization expenses; (ii) income tax and social contribution (federal income taxes); and (iii) financial result, pursuant to CVM Instruction 527 of October 4, 2012.
[2] As a result of the settlement in the Electricity Trading Chamber ("CCEE"), for accounting effects the Company considers generation provisioned in the last month of the current period.
[3] Includes interns and executive officers.

Portfolio in operation

One of the competitive advantages of CPFL Renováveis is its diversified portfolio, which at the end of 2Q19 comprised 94 plants located in 58 Brazilian municipalities. To service this portfolio, the Company relies on a robust and highly scalable platform.

At the end of 2Q19, the Company's capacity was distributed as follows:

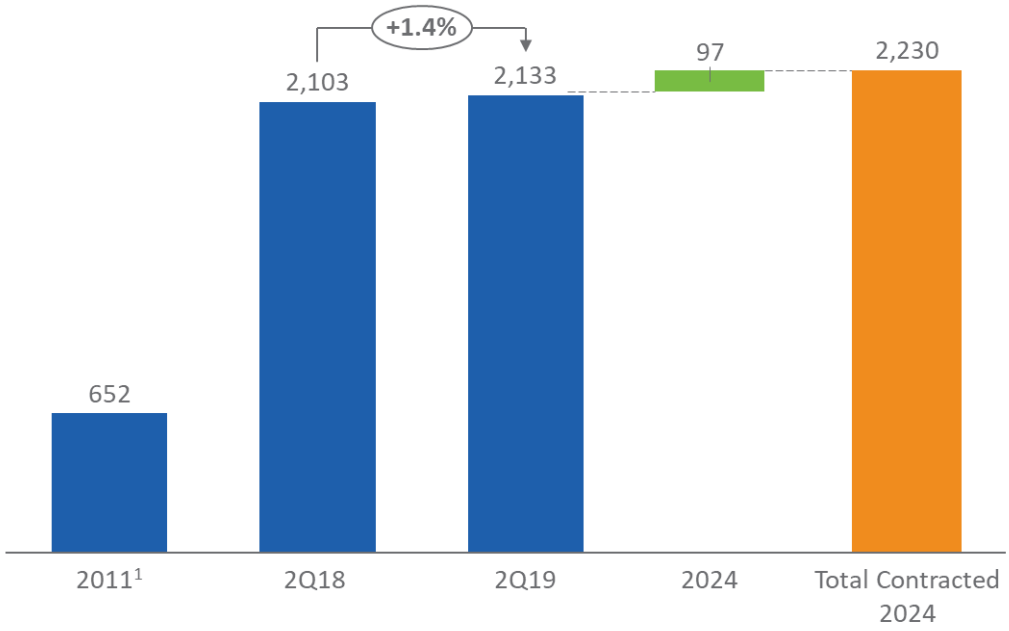
Source	Capacity in operation (MW)	Number of assets	% of portfolio
Wind	1,308.6	45	61.4%
SHPP	453.1	40	21.2%
Biomass	370.0	8	17.3%
Solar	1.1	1	0.1%
Total in operation	**2,132.8**	**94**	**100.0%**

Portfolio: projects under construction

After selling two projects in the new energy auction held in August 2018, the Company has in its portfolio one SHPP and a wind complex under construction, which will add 97.3 MW of capacity in the coming years:

Project	Source	State	Location	Capacity (MW)	Start of operations
SHPP Cherobim	SHPP	PR	Lapa	28.0	2024
Gameleira Wind Complex	Wind	RN	Touros	69.3	2024
Total				**97.3**	

Evolution of contracted portfolio until 2024 (MW)



[1] August 2011 – Creation of CPFL Renováveis.

Apart from the assets in operation and projects under implementation, the Company has a pipeline of projects under development with total capacity of 2.9 GW.

Generation conditions

Wind source

Energy generation from wind projects in Brazil has registered strong growth in recent years. The installed capacity of wind farms in Brazil reached 15 GW in July 2019, distributed among 601 wind farms[2]. Brazil's electricity grid is expected to have 26.7 GW of wind power generation capacity by the end of 2027[3].

Energy generation by wind farms varies mainly according to average wind speed. In the Northeastern and Southern regions of Brazil, wind farms generate less energy in the first and second quarters of the year due to lower average wind speed, compared to the third and fourth quarters. Revenue of wind farms depends on the agreement and may be based on effective generation or seasonal adjustment.

Note that each wind farm has its capacity factor defined according to a certificate issued by independent specialized companies, mainly based on the characteristics of the wind measured in the region and the specific characteristics of each project. The volume of energy that can be traded in wind projects is based on their certified generation potential. Furthermore, a wind project is only allowed to sell its energy through regulated energy auctions if the measurement of capacity factor considers wind measurements of at least three years. Hence, the efficiency of wind farms can be measured by comparing the certified capacity factor and effective generation by the asset, considering the generation during 12-month periods, which is the time frame required to eliminate any effects of seasonal variations in winds during the year.

Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD)

To mitigate the negative effects on distributors from the high levels of overcontracting, ANEEL has taken a few measures to enable distributors to reduce their surplus energy.

ANEEL Resolution 693 of 2015 (amended by ANEEL Resolution 726 of 2016 and ANEEL Resolution 727 of 2016) regulated the electricity Surplus and Deficit Offset Mechanism ("MCSD") with the participation of generation projects that sold energy in Alternative Source Auctions ("LFA") and New Energy Auctions ("LEN").

Through the MCSD of New Energy, implemented in a centralized manner by CCEE, distribution companies have the possibility of declaring their surplus and deficit while the generation projects that are interested may declare their offers to reduce their contracted energy (partially or fully for an established period). CCEE uses the declaration of all agents, making optimized energy swaps among distribution and generation companies. Lastly, the CCEE books all the operations and may ratify the reduction proposed by the generation company. If that happens, the energy will no longer be contracted for the period established in the agreement and may be sold in the Free Contracting Environment ("ACL").

The projects of CPFL Renováveis Atlântica, Macacos, Morro dos Ventos II and Pedra Cheirosa wind farms participated in MCSD A-1 from January to December 2018, with capacity of 275.7 MW,

[2] Source: BIG (ANEEL) - July/2019.
[3] Ten-Year Energy Expansion Plan 2027.

totaling 131.0 MWa not contracted in 2018. In 2019, the projects that participated in the MCSD returned to their original contractual mechanisms.

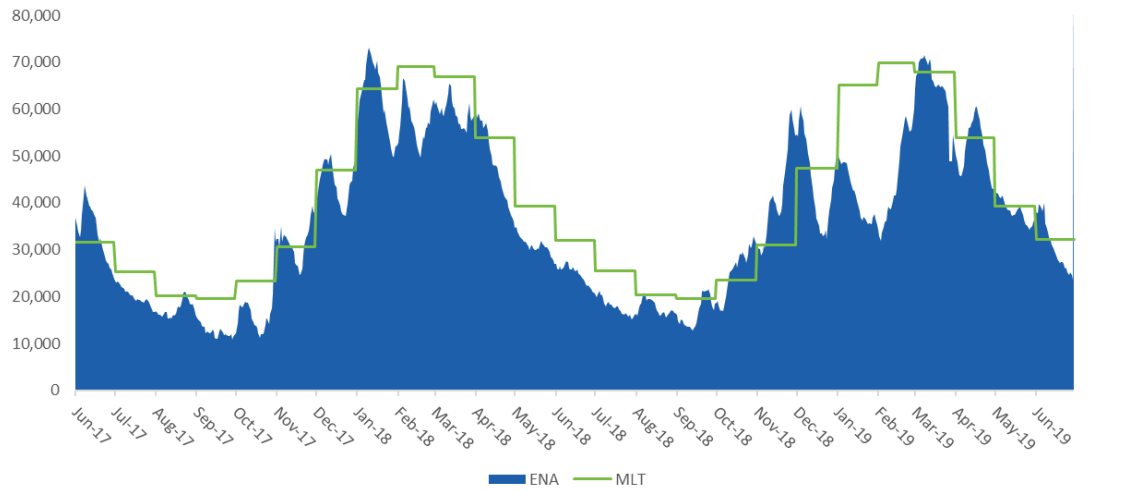
Hydro source

According to Brazil's National Electricity Regulatory Agency (ANEEL), small hydroelectric plants (SHPP) are small plants with installed capacity between 5 MW and 30 MW and reservoir areas of up to thirteen square kilometers. Due to their specific characteristics compared to large plants and the possibility of construction near major urban consumption centers, these projects represent an adequate alternative for complementing Brazil's energy grid. In July 2019, about 65.6% of Brazil's installed capacity was concentrated in hydroelectric projects, 3.6% of which are SHPPs (6.0 GW in installed capacity distributed among 1,129 projects[4]). Brazil's electricity grid is expected to have 8.9 GW in hydroelectric energy capacity (SHPP) and Hydroelectric Power Generation Central (CGH) capacity by the end of 2027[5].

Hydroelectric energy is generated from river flows, which can be measured through Affluent Natural Energy (ENA) into reservoirs. ENA is the volume of energy that can be generated using the flow of water of a given river to the point of use. The higher the ENA more the energy that can be generated. ENA values are expressed in MWa or as a percentage of the long-term historic average (%LTA), which began in 1931. ENAs vary mainly with rainfall and directly influence generation by hydroelectric plants in the region in question.

Below is the ENA history for the last 24 months ended June 2019 for the Southeast / Midwest and South sub-systems, where the SHPPs operated by CPFL Renováveis are located.

Affluent Natural Energy (ENA) - Southeast / Midwest
(MWa – last 24 months – June 2019)

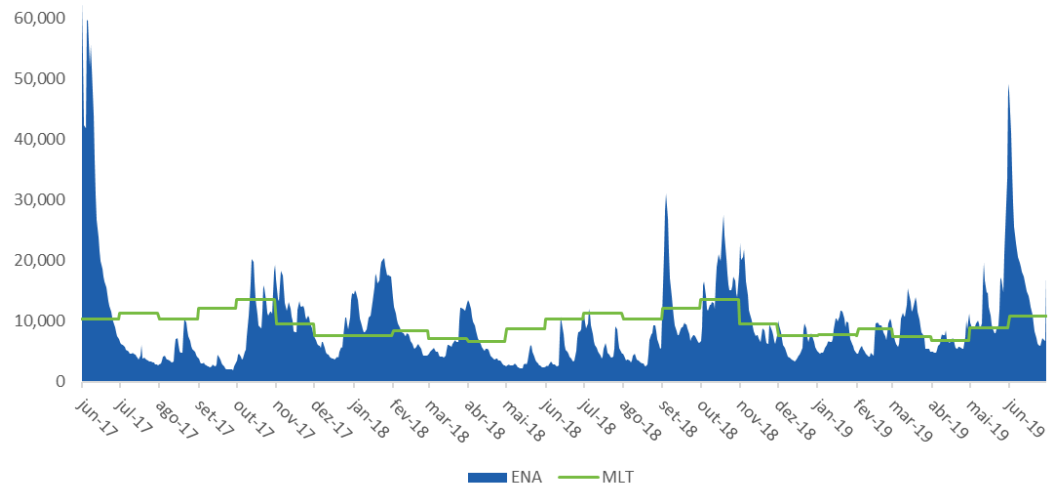


Source: National Electricity System Operator (ONS).

The Southeastern/Midwestern regions, where most of the SHPPs of CPFL Renováveis are located, ended 2Q19 with reservoir[6] storage levels at 47.2%, up 7.4 p.p. from the levels at the end of 2Q18 (39.8%).

[4] Considers SHPPs (Small Hydroelectric Power Plants) and CGHs (Hydroelectric Power Generation Centrals) – Source: BIG (ANEEL) - July/2019.
[5] Ten-Year Energy Expansion Plan 2027.
[6] Source: ONS – Daily Operation Bulletin - June/2019.

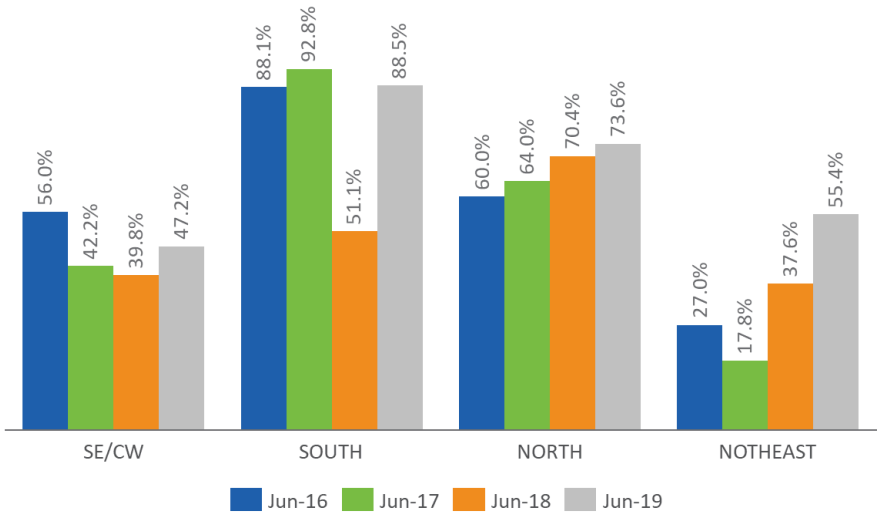
Affluent Natural Energy (ENA) – South
(MWa – last 24 months – June 2019)



In the Southern region, reservoir levels ended 2Q19 at 88.5% of their storage capacity, decreasing by 37.4 p.p. from the end of 2Q18 (51.1%).

Energy stored is the energy available based on the water in reservoirs that can be used at the respective operational levels. It is represented as a percentage of maximum storable energy. The following chart shows that at the end of 2Q19, all the regions - especially the South and North - reported an increase in storage capacity.

Reservoir storage levels in June - 2016 to 2019



Source: ONS.

MRE (Energy Reallocation Mechanism): Revenues from SHPPs are recognized based on the seasonally adjusted physical guarantee of each plant registered at the Electricity Trading Chamber. The difference between energy generated and physical guarantee is covered by the Energy Reallocation Mechanism (MRE). The volume of energy generated above or below physical guarantee is valued by a tariff called the "Energy Optimization Tariff" (TEO), which covers only the plant's variable operating and maintenance costs. This additional revenue or expense is accounted

monthly for each generator. It was R$11.88/MWh in 2018. In 2019, TEO is R$12.41/MWh. These amounts are restated by the National Electricity Regulatory Agency (ANEEL).

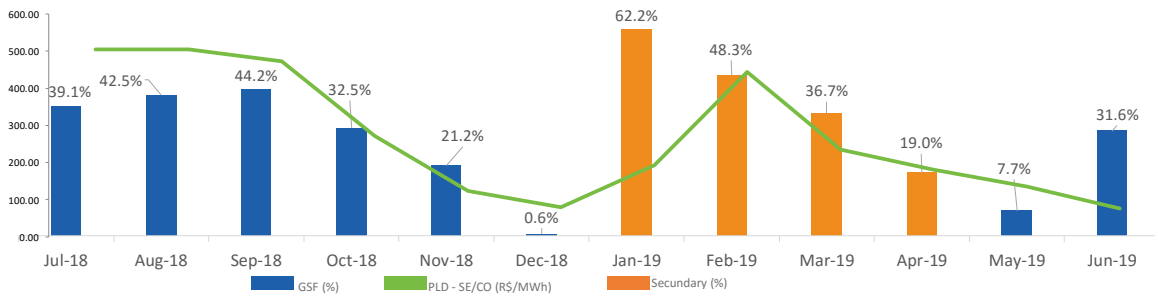
If the plants in the MRE do not generate the sum of the physical guarantees due to unfavorable hydrological conditions, they apportion the energy deficit in proportion to their physical guarantees and the financial settlement is valued at the Spot Price (PLD). This effect is defined as the Generation Scaling Factor (GSF). Similarly, if generation is higher than the sum of physical guarantees at MRE plants, this surplus is also priced at the PLD. This effect is defined as Secondary Energy.

In 2018, ANEEL established minimum PLD of R$40.16/MWh and maximum PLD of R$505.18/MWh. For 2019, the minimum PLD is R$42.35/MWh and the maximum PLD is R$513.89/MWh.

Injunction on revision of physical guarantee of SHPPs: The adverse hydrological scenario in recent years has directly impacted generation at hydroelectric plants. The result is that generation has been lower than physical guarantee in many hydroelectric plants. The MME is responsible for the methodology of revision of physical guarantee, which considers the generation history of the SHPPs since 2001. Considering this scenario, the physical guarantees of some of the SHPPs of CPFL Renováveis should be marked down. However, CPFL Renováveis, through the Brazilian Association of Clean Energy Generation (ABRAGEL), obtained an injunction suspending the effects of Decree 463/2009 related to the revision of the physical guarantee of SHPPs, reestablishing the original values and preventing new revisions until the pleas of generators are discussed among the agents. Meanwhile, the CCEE should consider the original values established for SHPPs included in the lawsuit, as well as in the accounting and settlement processes after the injunction.

The charts below show the history of Generation Scaling Factor (GSF)/Secondary Energy and average PLD in the Southeast/Midwest in the last 12 months.

GSF[1] and Secondary Energy (%) history vs. PLD in the Southeastern/Midwestern region (R$/MWh)



Source: CCEE.

[1] The GSF (%) values shown in the chart are negative, but inverted for better viewing of information. The month of June 2019 includes the amount provisioned in CCEE.

Renegotiation of hydrological risk (GSF) and APINE injunction: Since the end of 2013, generation by hydroelectric plants participating in the MRE has been lower than their physical guarantees, resulting in costs due to GSF being lower than one.

In June 2015, the Brazilian Association of Independent Electricity Producers (APINE) filed a suit to protect its associated hydraulic generators with regard to GSF. The injunction against the application of GSF was approved in July 2015.

Between May and October 2015, ANEEL discussed the matter through Public Hearing 32 (AP 32/2015) to obtain supporting data and additional information for a conceptual discussion of GSF. Several industry agents and associations submitted proposals for structuring and mitigating the GSF risk.

As a result of negotiations that took place in 2015, ANEEL created a methodology to allow generators to exchange the risk of not being able to generate the equivalent of their physical guarantees for a "risk bonus" to be calculated for each plant.

Together with the progress of AP 032/2015, MP 688 was published in August 2015, which determined the criteria for renegotiating the hydrological risk (GSF). Law 13,203/2015, sanctioned and enacted in December 2015, resulted from the conversion of said MP and allowed hydroelectric generators to renegotiate the risk of their agreements due to years of low rainfall.

Therefore, through dispatches no. 4,122 of December 24, 2015, and no. 4,132 of December 28, 2015, ANEEL approved the renegotiation of hydrological risk of the following CPFL Renováveis plants: SHPP Arvoredo, SHPP Salto Góes, SHPP Varginha, SHPP Santa Luzia, SHPP Plano Alto, SHPP Alto Irani, SHPP Cocais Grande, SHPP Figueirópolis and SHPP Ludesa, as shown in the table below:

SHPP	Guarantee (MWavg)*	MWavg renegotiated	Product**
Arvoredo	7.38	7.00	SP100
Salto Góes	11.10	11.10	SP100
Varginha	5.39	4.00	SP100
Santa Luzia	18.42	14.00	SP100
Plano Alto	9.25	9.25	SP100
Alto Irani	12.36	12.36	SP100
Cocais Grande	4.61	4.61	SP100
Figueirópolis	12.60	12.22	SP100
Ludesa	21.20	16.70	SP100
TOTAL	**102.31**	**91.25**	

* Physical guarantee amounts in accordance with ANEEL Decree no. 30.
** SP 100 is the product where the generator transfers the hydrological risk (GSF) and secondary energy to the Centralized Account of Tariff Flag Funds (CCRBT), as specified by REN 684/2015. This term means that the Company renegotiated 100% of the hydrological risk (GSF) of plants in the ACR for a bonus of R$9.50/MWh.

Generators who opted for renegotiation of the hydrological risk (GSF) of plants had to cancel any ongoing lawsuits and settle the GSF obligations between May and December 2015, after which they would be entitled to GSF refund for 2015, net of the agreed bonus, recognizing this amount as revenue for assets traded in Program for Alternative Sources of Energy (PROINFA) and as a cost reducer for other assets in the regulated market.

In December 2017, SHPP Mata Velha joined the hydrological risk renegotiation process with 12.7 MWa, effective from January 2018.

With regard to plants in the Free Contracting Environment (ACL), the Company decided not to join the proposed renegotiation of hydrological risk (GSF), as established by Law 13,203/2015 and ANEEL Resolution 684/2015.

Thus, 29 SHPPs of CPFL Renováveis, totaling 120.11Mwa of physical guarantee in the ACL, remained protected by the injunction granted to APINE. Moreover, SHPP Boa Vista 2 and a portion of SHPPs Arvoredo, Varginha, Santa Luzia and Ludesa are in the ACL but were not renegotiated, totaling 39.7 MWa.

In February 2018, the injunction was vacated, but the balances due in the past were maintained. Therefore, the companies would have to disburse funds only for the risk after the revocation of the injunction.

In April 2018, the Brazilian Association of Independent Electricity Producers (APINE) filed for a provisional remedy to reestablish the injunction and, in May 2018, the claim was accepted in favor of APINE, reestablishing its original effects, in which previous conditions are maintained and no GSF adjustment is applied.

On October 23, 2018, the Superior Court of Justice (STJ) revoked the injunction that protected APINE members from the hydrological risk effects (GSF) in spot market settlements. The STJ's decision resulted from an appeal filed by ANEEL.

The decision maintained the suspension of MRE adjustment between July 1, 2015 and February 7, 2018. The payment of settlements after the period mentioned was made in November 2018.

Note that the decision does not generate any impact on the Company's results, since the GSF amount has already been provisioned.

Due to the failure in finding alternatives to resolve the issue related to GSF, the Bill 209/2015 pending in the Senate became one more strategy to resolve the problem.

This Bill has been pending since April 2015 in the Senate and envisages an amendment to Federal Law 9,427/1996. Thus, in October 2018, a replacement was submitted to the Commission including an amendment about the terms of renegotiation of the GSF. The replacement was approved and submitted to the Chamber of Deputies and renumbered to Bill 10,985/2018, where it is pending under the emergency status.

On June 26, 2019, the Plenary Session of the Chamber of Deputies approved Bill 10,985/2018, with amendments. Since it is a Bill amendment, the matter will return to the Senate, where it will be discussed and voted upon by the Constitution and Justice (CI) and Infrastructure (CI) Commissions. These commissions will analyze only the changes made by the Chamber of Deputies, but cannot propose new amendments.

In early July 2019, the Plenary Session of the Senate approved the urgency of the Amendment made by the Chamber of Deputies to Bill 10,985/2018, which establishes new conditions to renegotiate non-hydrological risk, among other matters. At the Senate, Bill 10,985/2018 was renumbered as Bill 3975/2019, linked to Senate Bill 209/2015, the number that originated in the Senate.

Biomass source

Biomass-fired energy generation is considered an attractive alternative for diversifying the energy matrix in place of fossil fuels such as oil and coal. In this category, most plants in Brazil use waste from industrial processing of sugarcane, particularly sugarcane bagasse, to generate energy.

Energy produced from this byproduct has been used as an input since the construction of the first sugar and ethanol plants, most of them located in the states of São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul and Paraná, close to major urban energy consumption centers. At first, it was intended to meet the needs of these production units. However, the increased energy efficiency of the sector enabled the generation of surplus energy, which was sold, thereby increasing the importance of its use in the national energy matrix.

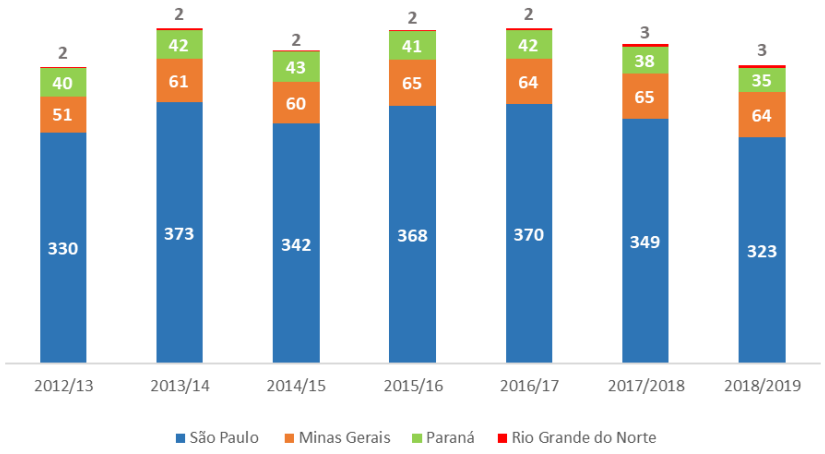
In July 2019, power generation plants using biomass accounted for 14.9 GW[7] of the country's installed capacity (563 projects), 13.5% of the Brazilian energy matrix. The 2027 PDE[8] projects growth of this source, which should reach installed capacity of 16.6 GW in December 2027.

Recognition of revenue from electricity generation projects using sugarcane biomass depends on the agreement and is in accordance with a plant's effective generation or be seasonalized. Generation, in turn, mirrors the seasonal effect of harvest, which in the Southeastern region, begins in April and ends in November. Meanwhile, in the Northeastern region, the production cycle begins in August and ends in March the following year. Therefore, the same seasonal effect is observed in their revenues, which generally leads them to register lower revenues in the first half of the year than in the second.

Revision of physical guarantee: Pursuant to MME Decree no. 564/2014, the biomass plants of CPFL Renováveis, which have a joint capacity of 370 MW, had their physical guarantees revised as of January 2017. The calculation methodology for revision considers average generation of 12 months (June to May). If average generation is below 90% or above 105% of the plant's current physical guarantee, it will become the plant's physical guarantee in January the following year.

The following chart presents historical data on sugarcane harvest in the states where the Company operates:

Historical data on sugarcane harvest by state (millions of tons)



Source: National Supply Company (CONAB) – May/2019.

[7] Source: BIG (ANEEL) – July/2019.
[8] Ten-Year Energy Expansion Plan 2027.

Solar source

Photovoltaic energy generation is the only method that directly transforms solar energy (radiation) into electricity. This direct conversion is the result of the effects generated by the contact with semiconductor materials such as silicon, generating the photovoltaic effect.

In its report “Analysis of Inclusion of Solar Generation in the Brazilian Energy Matrix" released in May 2012, the Energy Research Company (EPE) points out that despite natural fluctuations, such as long periods of rain that could produce temporary effects, variations between years are quite low (between 4% and 6% in arid regions and up to 10% in coastal or mountainous areas[9]). The EPE launched an updated study on Brazil's solar sector and revealed that this source has a potential of 30,000 GW in Brazil, more than 200 times higher than the current grid.

Solar energy accounted for very little in Brazil, representing only 1.3% of the Brazilian energy matrix. In July 2019, it represented 2.1 GW[10] in 2,474 plants. Nonetheless, the 2027 Ten-Year Energy Plan (PDE)[11] projects significant growth of this source, which should reach installed capacity of 8.6 GW in December 2027.

CPFL Renováveis was an early explorer of this source and has been operating a solar power plant – the Tanquinho plant in Campinas, São Paulo - since 2012. The plant has installed capacity of 1.1 MW, 0.2 MWa of energy sold through a contract in the Free Contracting Environment (ACL).

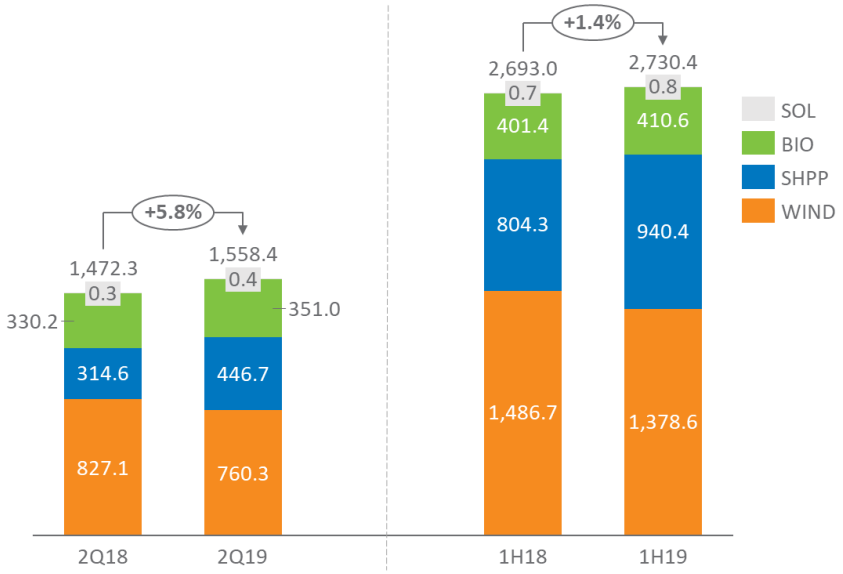
[9] “Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions”, CanmetEnergy.
[10] Source: BIG (ANEEL) – July/2019.
[11] Ten-Year Energy Expansion Plan 2027.

Energy generation

In 2Q19, CPFL Renováveis generated 1,558.4 GWh of energy, 5.8% more than in 2Q18 (+86.1 GWh). In 1H19, CPFL Renováveis generated 2,730.4 GWh of energy, 1.4% more than in 1H18 (+37.4 GWh).

The following chart breaks down energy generation by source:

Energy generation by source (GWh) [1]



[1] Due to the settlement in the Electricity Trading Chamber ("CCEE"), for accounting effects the Company considers generation provisioned in the last month of the current period.

CPFL Renováveis' asset portfolio is diversified in terms of both energy sources and geographic location. This is an important characteristic since it mitigates the effects of seasonality and weather, which vary according to the renewable source and the location of each asset. A detailed description of the operating portfolio is available in the annex - Assets in the Portfolio.

WIND

The volume of energy generated by wind farms decreased 8.1% and 7.3% in 2Q19 and 1H19, respectively. Despite the improvement in availability in 2019 at the plants that were operated by Suzlon, the weaker winds in Ceará and Ro Grande do Norte led to a decline in generation between the comparison periods. At the wind farms located in Rio Grande do Sul, the performance was similar in both periods.

Efficiency rates in the last 12, 24 and 36 months were 78.6%, 80.7% and 83.2%, respectively. In the last 36 months, the efficiency rate was affected mainly by the El Niño phenomenon at the beginning of 2016 and the La Niña phenomenon in the first half of 2018. Note that the first quarter of 2019 saw the worst wind performance in the last 6 years of measurements at the wind farms of CPFL Renováveis located in Northeastern Brazil, chiefly due to a combination of climatic phenomena typical to summer and the movement of the Intertropical Convergence Zone over the Northeastern and Northern coast. Efficiency was also affected by the unstable performance at the startup of new

farms in Rio Grande do Norte and the availability issues at the farms in Ceará, which were operated by Suzlon.

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 12 months:

Wind farm	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 12 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex [(1)]	CE	35.0%	23.9%	68.2%
Bons Ventos Wind Complex [(2)]	CE	38.5%	28.4%	73.9%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	23.9%	52.8%
Santa Clara Wind Complex [(3)]	RN	40.2%	29.7%	73.7%
Morro dos Ventos Wind Complex [(4)]	RN	43.3%	35.6%	82.1%
Atlântica Wind Complex [(5)]	RS	43.2%	39.1%	90.5%
Macacos I Wind Complex [(6)]	RN	49.1%	42.4%	86.3%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	37.2%	79.6%
Eurus Wind Complex [(7)]	RN	44.4%	39.3%	88.5%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	42.3%	78.5%
Campo dos Ventos and São Benedito Wind Complexes [(8)]	RN	58.2%	49.5%	85.2%
Pedra Cheirosa Complex [(9)]	CE	60.9%	41.3%	67.8%
Total		**45.0%**	**35.6%**	**78.6%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 24 months:

Wind farm	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 24 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex [(1)]	CE	35.0%	25.2%	72.0%
Bons Ventos Wind Complex [(2)]	CE	38.5%	25.7%	66.8%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	27.6%	61.0%
Santa Clara Wind Complex [(3)]	RN	40.2%	31.1%	77.3%
Morro dos Ventos Wind Complex [(4)]	RN	43.3%	36.7%	84.7%
Atlântica Wind Complex [(5)]	RS	43.2%	39.3%	91.0%
Macacos I Wind Complex [(6)]	RN	49.1%	43.6%	88.6%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	38.6%	82.5%
Eurus Wind Complex [(7)]	RN	44.4%	40.4%	90.9%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	43.1%	79.9%
Campo dos Ventos and São Benedito Wind Complexes [(8)]	RN	58.2%	51.6%	88.6%
Total		**44.4%**	**36.3%**	**80.7%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 36 months:

Wind farm	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 36 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex [(1)]	CE	35.0%	27.6%	78.7%
Bons Ventos Wind Complex [(2)]	CE	38.5%	28.8%	74.8%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	32.5%	71.9%
Santa Clara Wind Complex [(3)]	RN	40.2%	32.8%	81.5%
Morro dos Ventos Wind Complex [(4)]	RN	43.3%	37.5%	86.6%
Atlântica Wind Complex [(5)]	RS	43.2%	39.4%	91.3%
Macacos I Wind Complex [(6)]	RN	49.1%	44.8%	91.1%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	39.6%	84.8%
Eurus Wind Complex [(7)]	RN	44.4%	41.2%	92.6%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	45.1%	83.6%
Total		**41.3%**	**34.5%**	**83.2%**

1 The SIIF wind complex comprises the Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho and Praia Formosa wind farms.
2 The BVP Geradora wind complex comprises the Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz and Canoa Quebrada wind farms.
3 The Santa Clara wind complex comprises the Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI and Eurus VI wind farms.
4 The Morro dos Ventos wind complex comprises the Morro dos Ventos I, III, IV, VI and IX farms.
5 The Atlântica wind complex comprises the Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV and Atlântica V wind farms.
6 The Macacos I complex comprises the Macacos, Juremas, Pedra Preta and Costa Branca wind farms.
7 The Eurus Complex comprises the Eurus I and Eurus II wind farms.
8 Campo dos Ventos e São Benedito Complex consists of the Campo dos Ventos I, III and V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica and Ventos de Santa Úrsula wind farms.
9 The Pedra Cheirosa Complex comprises the Pedra Cheirosa I and II wind farms.
10 The capacity factor considers losses in the basic network for P50, estimated at 2.5%.
11 Update of wind power certifications due to improvement of analysis resulting from more data available.
12 The efficiency rate (ratio of real and certified capacity factor) corresponds to the generation factor calculated by dividing realized generation by certified generation (P50).

HYDRO ENERGY (SHPP)

Energy generation at the SHPPs increased 42.0% (+132.1 GWh) in 2Q19 in relation to 2Q18. This increase is explained by the following factors: i) operational startup of SHPP Boa Vista 2 in November 2018; and ii) better inflow in the Southern region and in the states of Mato Grosso and São Paulo, which offset the lower inflow in the state of Minas Gerais.

In 1H19, generation increased 16.9% (+136.1 GWh) in relation to 1H18, mainly due to better inflows in the Southern region.

Total energy generated by plants in the MRE has, in recent years, been lower than their total physical guarantee, causing a deficit (GSF) which, depending on the volume contracted, results in an exposure in the spot market for such plants. Except in 1Q18 and 1Q19, where there was secondary energy since the seasonally adjusted physical guarantees of plants in the MRE are more concentrated in other months of the year. The Company has no material effect for plants that sold

energy in the regulated market, due to the renegotiation of hydrological risk (GSF). The effects at CPFL Renováveis are described in the "Net revenue" and "Energy generation costs" sections.

BIOMASS

In 2Q19, energy generation from biomass-fired thermal power plants increased by 6.3% (+20.8 GWh) in relation to 2Q18.

This is due to more favorable climate conditions, which enabled higher crushing volume in 2Q19, resulting in higher generation. This scenario also benefited energy generation at biomass-fired thermal power plants in 1H19, which increased 2.3% (+9.3 GWh) compared to 1H18.

2Q19 Results

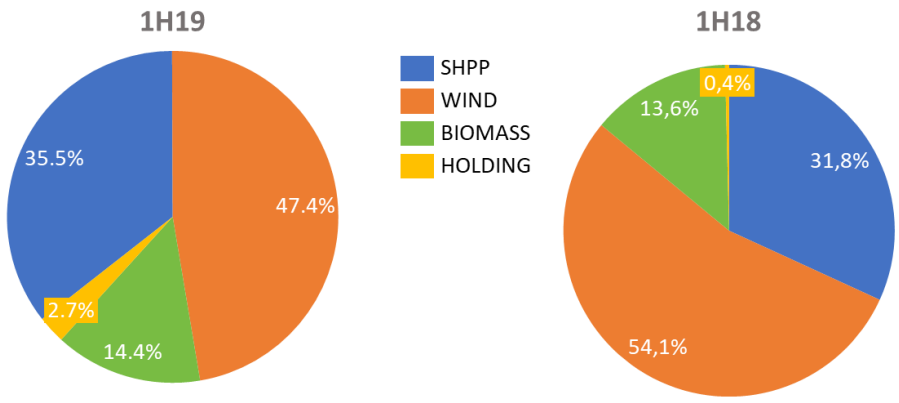
Economic and financial performance

Income Statement

(R$ thousand)	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
Net Revenue	411,298	415,036	-0.9%	745,486	798,584	-6.6%
Cost of generation of electric energy	(124,259)	(123,980)	0.2%	(232,013)	(251,078)	-7.6%
Depreciation and amortization	(119,678)	(113,223)	5.7%	(238,845)	(229,956)	3.9%
Gross Profit	**167,361**	**177,833**	**-5.9%**	**274,628**	**317,550**	**-13.5%**
General and administrative expenses	(36,156)	(35,298)	2.4%	(70,549)	(63,961)	10.3%
Amortization of the exploitation right	(39,807)	(38,985)	2.1%	(79,614)	(78,191)	1.8%
Depreciation and amortization	(2,126)	(2,279)	-6.7%	(3,733)	(4,027)	-7.3%
Operating Income	**89,272**	**101,271**	**-11.8%**	**120,732**	**171,371**	**-29.5%**
Financial income	(111,174)	(119,119)	-6.7%	(222,880)	(248,334)	-10.2%
Income tax and social contribution	(16,596)	(18,692)	-11.2%	(29,373)	(32,098)	-8.5%
Net result	**(38,498)**	**(36,540)**	**5.4%**	**(131,521)**	**(109,061)**	**20.6%**
EBITDA	**250,883**	**255,758**	**-1.9%**	**442,924**	**483,545**	**-8.4%**
EBITDA margin	61.0%	61.6%	-0.6 p.p	59.4%	60.6%	-1.1 p.p

Net Revenue

Net revenue by energy source[1]



[1] Solar power accounted for 0.02% in 1S19 and 0.02% in 1S18.

Net revenue totaled R$411.3 million in 2Q19, remaining practically stable when compared to 2Q18 (-R$3.7 million). This variation is mainly explained by the following factors:

(i) Reduction of R$35.2 million in revenue from wind farms, mainly due to: a) lower generation of wind complexes (-R$22 million); b) the difference in the price of energy sold in the new energy auction through the Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD), since the energy no longer contracted in 2Q18 was sold in the free market at a price higher than the contract price in the regulated market in 2Q19 (-R$8.5 million); and c) annual reimbursement for generation deficit of Santa Clara Complex (-R$3.5 million).

(ii) Increase of R$21.8 million in revenue from SHPPs, chiefly due to the different strategy of seasonal adjustment of physical guarantee in the agreements between the periods and the adjustments in agreements (+R$19.3 million), as well as the higher volume of secondary energy in the MRE totaling R$2.5 million.

(iii) Increase of R$3.2 million in biomass revenue due to the strategy of contract seasonalization and higher generation at some plants (+R$7.6 million), which was partially offset by lower energy settlement to rebuild guarantees and hedge in 2Q19 (-R$3.8 million), with corresponding energy purchase costs.

(iv) Increase of R$6.4 million in the Holding Company's revenue due to intercompany hedge and swap operations settled at the PLD price in 2Q19, while in 2Q18 these operations mitigated the effect of exposure of wind farms that were selling energy in the MCSD (flat seasonality).

In 1H19, net revenue stood at R$745.5 million, down 6.6% from 1H18 (-R$53.1 million). This decrease is mainly due to the factors that affected the quarter, but was partially offset by the adjustment in the prices of agreements.

Net revenue	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
SHPP	132,897	111,128	19.6%	264,524	254,048	4.1%
Wind	192,730	227,909	-15.4%	353,039	432,362	-18.3%
Biomass	77,209	73,978	4.4%	107,609	108,772	-1.1%
Solar	76	80	-5.0%	168	165	1.8%
Holding	8,386	1,941	332.0%	20,145	3,237	522.3%
Total	**411,297**	**415,037**	**-0.9%**	**745,486**	**798,584**	**-6.6%**

Note that the recognition of revenue from SHPPs (excluding Proinfa agreements) is based on the seasonal adjustment curve of physical guarantee. Revenue of wind and biomass-powered plants depends on the agreement and may be based on effective generation or seasonal adjustment. For more details, see the map of energy sale agreements in the annex.

Energy generation costs

(R$ thousand)	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
Cost of energy purchase	(41,777)	(66,628)	-37.3%	(71,020)	(112,388)	-36.8%
Amortization of the hydrological risk premium - GSF	(981)	(1,338)	-26.7%	(1,957)	(1,928)	1.5%
Charges for the use of the system	(24,563)	(15,356)	60.0%	(48,590)	(40,056)	21.3%
PMSO (1)	(56,938)	(40,658)	40.0%	(110,446)	(96,706)	14.2%
Cost of energy generation	**(124,259)**	**(123,980)**	**0.2%**	**(232,013)**	**(251,078)**	**-7.6%**
Depreciation and amortization	(119,678)	(113,223)	5.7%	(238,845)	(229,956)	3.9%
Total of energy generation costs + depreciation and amortization	**(243,937)**	**(237,203)**	**2.8%**	**(470,858)**	**(481,034)**	**-2.1%**

[1] Personnel, material, outsourced services and other.

In 2Q19, energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$124.3 million, up 0.2% from 2Q18 (+R$279 thousand). In 1H19, energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$232.0 million, down 7.6% from 1H17 (-R$19.1 million).

Energy purchase cost

Energy purchase cost totaled R$41.8 million in 2Q19, down 37.3% from 2Q18 (-R$24.9 million). In 1H19, energy purchase cost decreased 36.8% (-R$41.4 million). These variations are mainly due to: (i) lower energy volume purchased for hedge operations and energy deficits at wind farms that participated in the MCSD due to flat seasonality in 2018; and (ii) lower GSF in the periods.

System use fees

Cost of system use fees totaled R$24.6 million in 2Q19, 60.0% higher than in 2Q18 (+R$9.2 million). In 1H19, expenses with system use fees totaled R$48.6 million, 21.3% higher than in 1H18 (+R$8.5 million). These increases are chiefly due to the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2018, which was partially offset by price adjustments in connection charges, as well as the distribution and transmission system use and connection tariffs.

PMSO

Costs with personnel, materials, outsourced services and others (PMSO) reached R$56.9 million in 2Q19, up 40.0% (+R$16.3 million) from 2Q18. In 1H19, PMSO costs totaled R$110.4 million, 14.2% higher than in 1S18 (+R$13.7 million). This performance is mainly due to a) the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2018; and b) price adjustments on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes after the end of the partial grace period in the initial years of operation.

Depreciation and Amortization

Depreciation and amortization costs totaled R$119.7 million in 2Q19, up 5.7% from 2Q18 (+R$ 6.5 million). In 1H19, depreciation and amortization costs totaled R$238.8 million, up 3.9% from 1H18 (+R$8.9 million). These increases are explained by the operational startup of SHPP Boa Vista 2 in November 2018 and the effect of the unitization of the Pedra Cheirosa wind complex.

General and administrative expenses

(R$ thousand)	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
Expenses with personnel	(19,701)	(19,576)	0.6%	(39,228)	(36,784)	6.6%
Outsourced services [1]	(14,607)	(14,933)	-2.2%	(26,755)	(30,404)	-12.0%
Others	(1,848)	(789)	134.2%	(4,566)	3,227	241.5%
General and administrative expenses	**(36,156)**	**(35,298)**	**2.4%**	**(70,549)**	**(63,961)**	**10.3%**
Depreciation and amortization	(2,126)	(2,279)	-6.7%	(3,733)	(4,027)	-7.3%
Amortization of the right to exploit	(39,807)	(38,985)	2.1%	(79,614)	(78,191)	1.8%
Total general and administrative expenses + depreciation and amortization	**(78,089)**	**(76,562)**	**2.0%**	**(153,896)**	**(146,179)**	**5.3%**

[1] Considering expenses related to occupation, material and professional services.

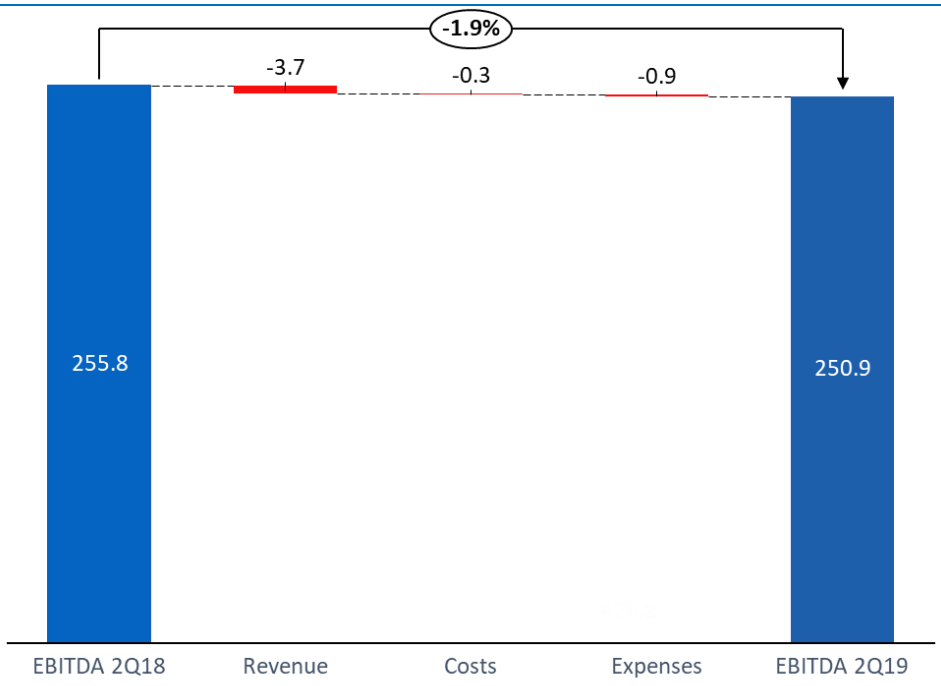
General and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$36.2 million in 2Q19, up 2.4% (R$858 thousand) from 2Q18.

In 1H19, general and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$70.5 million, increasing 10.3% (+R$6.6 million) from 1H18. This result is mainly due to the reversal of provision for impairment in 1Q18 of R$5.8 million, which did not repeat.

EBITDA

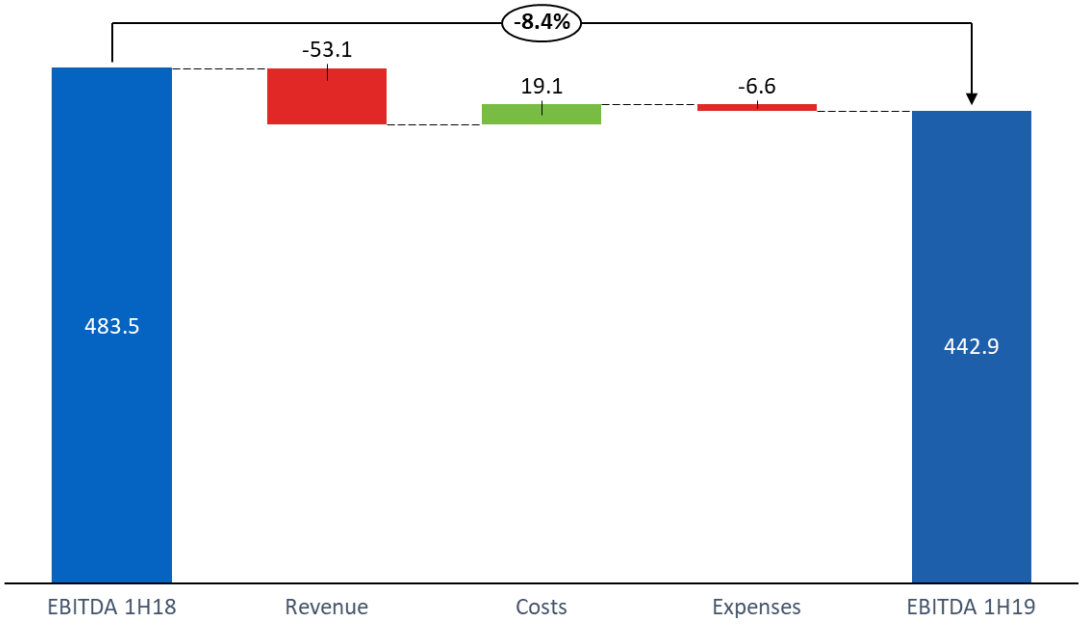
In 2Q19, EBITDA totaled R$250.9 million, down 1.9% from 2Q18 (-R$4.9 million). EBITDA margin reached 61.0% in 2Q19, 0.6 p.p. lower than in 2Q18. This result is mainly due to lower net revenue from wind farms (-R$35.1 million), which was partially offset by higher revenue from other energy sources (+R$31.4 million) in the period.

EBITDA evolution – 2Q19 vs. 2Q18 (R$ million)



In 1H19, EBITDA totaled R$442.9 million, down 8.4% from 1H18 (-R$40.6 million). EBITDA margin reached 59.4% in 1H19, 1.1 p.p. lower than in 1H18. This result is mainly due to lower revenue from wind farms (-R$79.3 million), which was partially offset by lower energy purchase costs (+R$41.4 million).

EBITDA evolution – 1H19 versus 1H18 (R$ million)



Financial Result

(R$ thousand)	2Q19	2Q18	2Q19 vs 2Q18	1H19	1H18	1H19 vs 1H18
Financial revenues	50,196	29,873	68.0%	98,786	60,012	64.6%
Financial expenses	(161,370)	(148,992)	8.3%	(321,666)	(308,346)	4.3%
Financial Result	**(111,174)**	**(119,119)**	-6.7%	**(222,880)**	**(248,334)**	-10.2%

CPFL Renováveis posted net financial loss of R$111.2 million in 2Q19, down 6.7% from 2Q18 (-R$7.9 million). In 1H19, financial result was R$222.9 million, down 10.2% from 1H18 (-R$25.5 million).

Financial income

On June 30, 2019, cash and cash equivalents and marketable securities of CPFL Renováveis totaled R$1,275.2 million, compared to R$1,681.1 million on June 30, 2018.

In 2Q19, financial income totaled R$50.2 million, an increase of 68.0% from 2Q18 (+R$20.3 million). In 1H19, financial income totaled R$98.8 million, an increase of 64.6% from 1H18 (+R$38.8 million). These variations are mainly due to revenue from inflation adjustment on financial settlements at CCEE, partially offset by lower average balance in the periods (R$1,369.3 million in 2Q19 vs. R$1,630.9 million in 2Q18 and R$1,366.3 million in 1H19 vs. R$1,589.9 million in 1H18).

Financial expenses

Financial expenses totaled R$161.4 million in 2Q19, up 8.3% from 2Q18 (+R$ 12.4 million).

In 1H19, financial expenses totaled R$321.7 million, up 4.3% from 1H18 (+R$13.3 million). These variations are mainly explained by expenses with inflation adjustment on financial settlements at CCEE (provision for GSF), partially offset by lower interest and inflation adjustment on loans and debentures due to the decline in the average CDI rate and the TJLP rate and the increase in debt expenses related to projects, which, with the operational startup, cease to be capitalized and start affecting the result.

Income tax and social contribution

The Company adopts the presumed income method to calculate income tax and social contribution of its operational subsidiaries, excluding the SPEs Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I and II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha and Solar 1, which adopt the taxable income regime.

Income tax and social contribution totaled R$16.6 million in 2Q19, compared to an expense of R$18.7 million in 2Q18. In 1H19, expenses totaled R$29.4 million compared to R$32.1 million in 1H18. These variations are mainly explained by the reduction in financing income at the SPEs under the presumed income method, which are subject to payment of income tax and social contribution at 34%, partially offset by the reversal of deferred taxes on provision for impairment in 1Q18.

Net Income (Loss)

In 2Q19, the Company recorded net loss of R$38.5 million, compared to net loss of R$36.5 million in 2Q18 (+R$1.9 million). In 1H19, the Company recorded net loss of R$131.5 million, compared to net loss of R$109.1 million in 1H18. These performances reflect the lower EBITDA and higher financial result in the periods.

Investments

CPFL Renováveis invested R$48.8 million in 1H19, basically allocated to asset maintenance and new projects under development.

Balance Sheet

Balance Sheet

	6/30/2019	12/31/2018
Assets		
Current and Long-term	***1.975.952***	***2.078.314***
Cash and cash equivalents	1.275.242	1.457.625
Trade Receivables (clients)	467.049	391.346
Recoverable taxes	117.670	115.146
Deferred taxes	-	-
Related parties	10.780	10.223
Other	105.211	103.974
Permanent	**7.271.274**	**7.454.584**
Intangible	**2.566.080**	**2.642.958**
Total Assets	**11.813.306**	**12.175.856**

	6/30/2019	12/31/2018
Liabilities		
Current and Long-term	***7.401.411***	***7.924.685***
Providers	167.838	189.171
Tax obligations, Labor Obligations and Charges	10.570	8.865
Dividends and interest on shareholders' equity	4.409	3.994
Debentures, Loans and Financing	5.261.142	5.558.834
Intercompany Loan	411.627	407.729
Other	1.545.825	1.756.092
Equity	***4.411.895***	***4.251.171***
Capital Stock	3.698.060	3.398.048
Capital Reserve	592.347	592.347
Profit Reserve	124.646	124.646
Valuation adjustment	30.914	32.753
Accrued profits / losses	- 134.757	-
Non-controlling shareholders	100.685	103.377
Total Liabilities and Equity	**11.813.306**	**12.175.856**

Main variations in assets

Current and non-current assets ended June 30, 2019 at R$ 2.1 billion, down 4.9% (-R$102.4 million) from December 31, 2018.

Cash, cash equivalents, financial investments, marketable securities and restricted financial investments closed 2Q19 at R$1.3 billion, down 12.5% from December 31, 2018. This decrease is mainly due the following factors: (i) amortizations of loans totaling R$1,371.2 million; (ii) investments in new assets (+R$48.8 million); (iii) payment of taxes, mainly income tax and social contribution. These amounts were partially offset by (iv) the funding of R$837.4 million and (v) the higher cash generation from projects.

Accounts receivable (Customers) increased 19.3% from 2018, due to the provision of R$88.0 million related to energy sale agreement with Eletrobrás (Bons Ventos wind complex, whose revenues, consequent to the merger of the complex with the holding company, will remain suspended until the conclusion of amendments) from January to June 2019, partially offset by the difference in the seasonal effects of biomass and free-market agreements of wind farms, with an impact of R$11.6 million.

The decrease in property, plant and equipment (-2.5%) was mainly due to the depreciation of assets in the period, partially offset by miscellaneous acquisitions.

Main variations in liabilities

Current and non-current liabilities ended 2Q19 at R$ 7.4 billion, 6.6% (-R$523.3 million) lower than the balance on December 31, 2018, mainly influenced by the reduction in borrowings and the payment of suppliers.

Shareholders' equity ended 2Q19 at R$4.4 billion, up 3.8% in relation to December 31, 2018. This increase is due to the capital increase of R$300.0 million, partially offset by the net loss in 1H19.

Debt

The Company ended 2Q19 with total bank debt of R$5,261.1 million, a decrease of 5.3% from 2Q18 (R$5,990.5 million). Considering bridge loans (which will be settled using long-term debt), the Company's debt has an average term of 4.88 years and an average nominal cost of 8.10% p.a..

The main amortizations made in the last six months are:

(i) R$60.0 million related to the amortization of the 2nd issue of debentures of CPFL Renováveis;
(ii) R$7.0 million related to the amortization of redeemable preferred shares of Alto Irani;
(iii) R$5.0 million related to the amortization of redeemable preferred shares of Plano Alto;
(iv) R$258.0 million related to the settlement of the 1st issue of debentures of CPFL Renováveis;
(v) R$210.0 million related to the settlement of the 2nd issue of debentures of CPFL Renováveis;
(vi) R$197.3 million related to the settlement of the 3rd issue of debentures of CPFL Renováveis;
(vii) R$88.0 million related to the settlement of the 5th issue of debentures of CPFL Renováveis;
(viii) R$123.3 million related to the settlement of the 1st issue of debentures of SHPP Holding 2;
(ix) R$44 million related to the settlement of the Bank Credit Note of CPFL Renováveis; and
(x) R$21.6 million related to the settlement of the 2nd issue of the debentures of Dobrevê Energia.

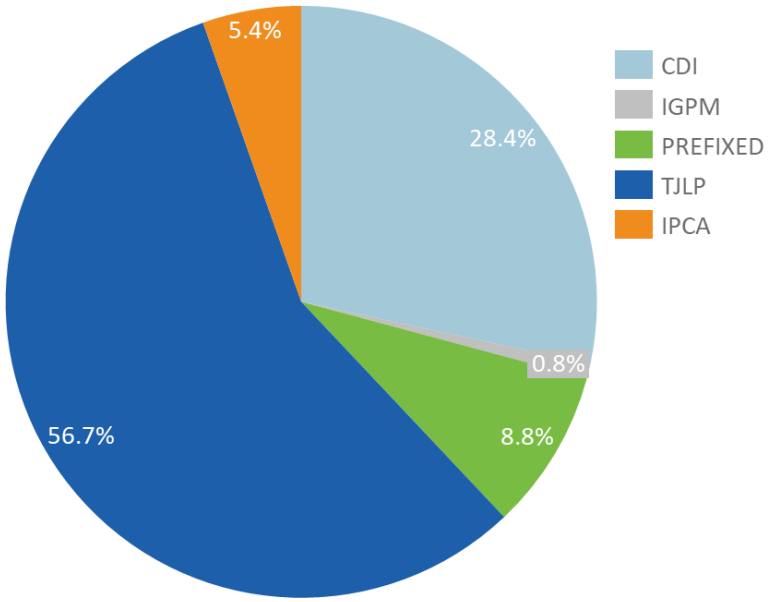
Debt with related parties

To reinforce the Company's cash position, on March 26, 2018, a loan agreement was signed with its parent company CPFL Geração in the total total amount of R$600 million, at interest rate of 107% of CDI, with disbursements made in total amount of R$394.4 million (restated through June 30, 2019 in the amount of R$411.6 million). The remaining balance of this agreement cannot be accessed.

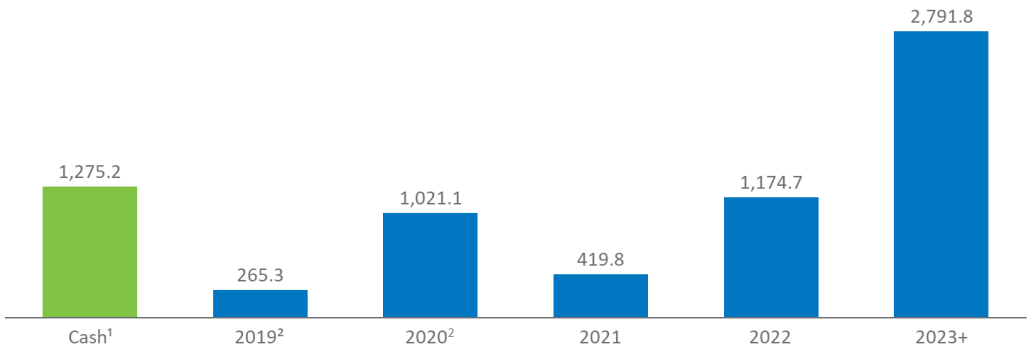
On August 6, 2018, the Company entered into a second agreement with its parent company CPFL Geração, maturing on March 26, 2020, totaling R$405.6 million, at an interest rate of 107% of CDI, without disbursements made through June 30, 2019.

Disbursements occurred within the approved credit limit of up to R$800 million with the parent company.

Debt by index – June 2019



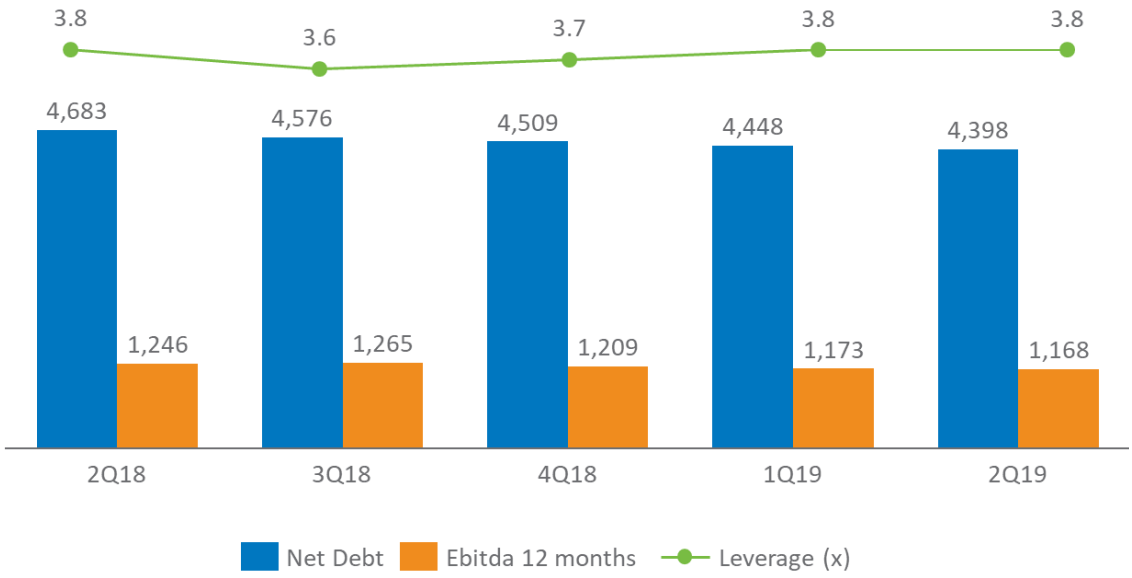
Debt amortization schedule (R$ million) – June 2019[3]



[1] Cash balance considers the reserve account (restricted investments) of R$593.6 million in 2Q19 (R$613 million in 2Q18).
[2] Considers financial charges of R$31.0 million in 2019 and R$2.5 million in 2020.
[3] Considers the loan agreement with CPFL Geração as debt (related parties).

The Company, in accordance with the nature of its business, has a portfolio of plants under construction or that recently started operating. As such, for these assets debt is already included in the balance sheet, without matching EBITDA.

Net Debt/EBITDA (R$ million)[1 2]

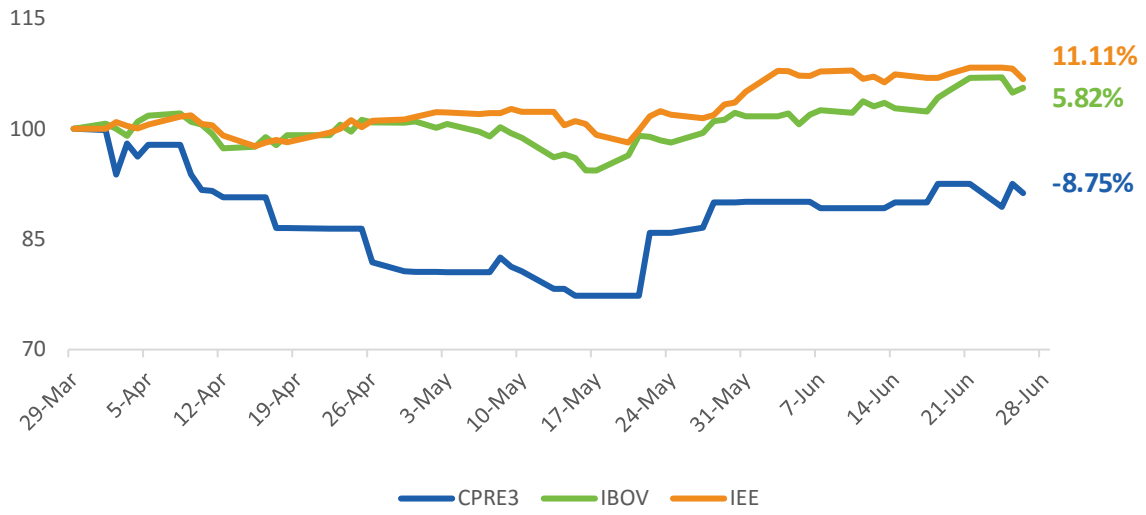


[1] Cash balance considers the reserve account (restricted financial investments) of R$593.6 million at the end of 2Q19 (R$613 million at the end of 2Q18);
[2] Considers the loan agreement with CPFL Geração as debt (related parties).

Capital Markets

CPFL Renováveis stock (CPRE3) closed 2Q19 at R$14.60, down 8.75% from 2Q18. In the comparison period, the Bovespa Index (IBOV) increased by 5.8%, and the Electricity Index (IEE) appreciated 11.1%.

Performance CPRE3 vs. IBOV and IEE: 04/01/2019 to 06/30/2019



Corporate Governance

CPFL Renováveis is listed on the Novo Mercado, the listing segment of B3 with the highest corporate governance standards, and its capital stock is composed exclusively of fully paid–up common shares.

The Company's corporate governance structure comprises a Board of Directors, which can be supported by Advisory Committees, the Audit Board, the Board of Executive Officers and Internal Audit.

The executives are guided by four principles to ensure that the management of CPFL Renováveis is conducted ethically and with complete respect for government agencies and for local communities where the Company operates: transparency, fairness, accountability and corporate responsibility.

The Board of Directors is the collective decision-making body responsible for establishing the Company's policies and general business guidelines, including its long-term strategy, control and appraisal of the Company's performance. It is also responsible for supervising the management activities of the Board of Executive Officers, among other responsibilities given to it by Brazilian Law and by the Company's Bylaws.

The Board of Directors is formed by seven directors, one of them independent, with a unified term of office of one year, with reelection allowed. Board meetings are ordinarily held every two months and extraordinarily when convened by its chairman, by his or her own initiative or request of any member.

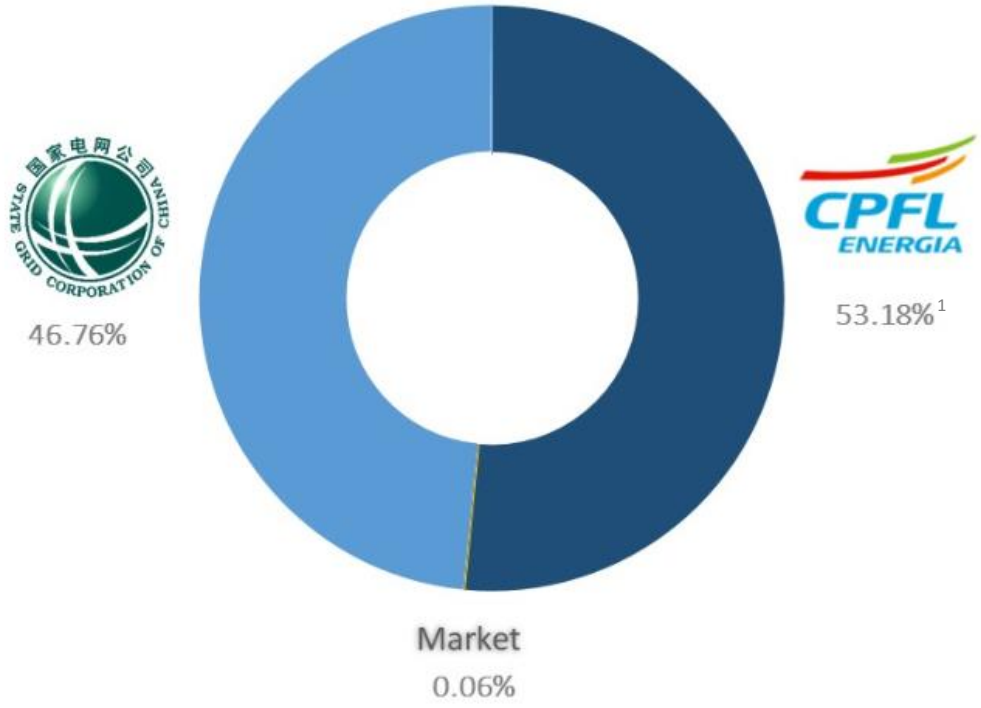
CPFL Renováveis also maintains a permanent Audit Board, which is formed by three members elected at the Annual Shareholders Meeting and who may be reelected.

The Board of Executive Officers is formed by up to seven statutory officers who serve a two-year term, with reelection allowed. The Board of Executive Officers is responsible for representing the Company and for managing its business activities in accordance with the guidelines set by the Board of Directors.

The guidelines and documents on corporate governance are available at the Investor Relations website www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Ownership structure

The following chart shows the Company's current ownership structure:



[1] Through CPFL Geração

Contacts	Conference call	CPRE3
Fernando Mano da Silva Chief Executive Officer and Interim Chief Financial and Investor Relations Officer **Flávia de Lima Carvalho** Superintendent of Finance, Investor Relations and Communication **Luciana Silvestre Fonseca** Investor Relations Specialist **Rafaella Homsi Galesi** Investor Relations Analyst E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Phone: (+55) 11 3157-9312	**Conference Call / Webcast** **Date:** August 8, 2019 **Time:** 10:00 a.m. (Brasília Time) 9:00 a.m. (Eastern Time) Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English. Dial-in: Brazil: (+55)11 3193-1001 or (+55) 11 2820-4001 USA: +1-800-492-3904 World: +1-646-828-8246 Code: **CPFL Renováveis**	**Stock price on 08/06/2019:** R$13.15 **Market Value:** **Brazilian real:** R$6.9 billion **U.S. dollar:** US$1.7 billion

Glossary

A-3 (A minus three) - Refers to Auction for the Purchase of Energy from new projects with supply beginning three years ahead.

A-5 (A minus five) – Refers to Auction for the Purchase of Energy from new projects with supply beginning five years ahead.

Affluent Natural Energy (ENA) - Measured in MW average, it is a way of presenting the status of a river's flow at any given time. It is usually calculated as a percentage to show whether it is above or below the historical long-term average (monthly historical average from 1931 to 2011).

ANEEL (National Electricity Regulatory Agency) - An autonomous government agency that regulates and inspects the generation, transmission, distribution and trading of electricity in Brazil, striving for quality of the services provided, for equal treatment of users, and for controlling the reasonability of fees charged from consumers, preserving the economic and financial feasibility of the agents and the sector.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization) - The Company's financial results before deducting interest, taxes, depreciation and amortization expenses.

Electric Energy Index (IEE) – An industry index of BMF&BOVESPA that measures the performance of the electricity sector.

Electric Energy Trading Chamber (CCEE) - A private non-profit organization. It functions under the authorization of the government and under the regulation and supervision of ANEEL with the purpose of enabling the purchase and sale of electricity among CCEE agents, restricted to the National Interconnected System (SIN).

Energy Auctions – Bidding processes established by the MME and ANEEL for the purchase and sale of energy. They can be characterized as: LEN – New Energy Auction; LER – Energy Reserve Auction; LFA – Alternative Source Auctions.

Energy Optimization Tariff (TEO) – Used for pricing MRE transactions, established by ANEEL.

Energy Reallocation Mechanism (MRE) - It is aimed at fully utilizing the production capacity, resulting in a process of transfer of energy between generators.

Energy Research Company (EPE) - Federal public company linked to the Ministry of Mines and Energy. Responsible for the country's energy planning, covering generation, transmission, distribution, oil and gas.

Free Market - An energy contracting environment where the prices are freely negotiated between consumers and generation or trading agents.

GSF (Generation Scaling Factor) – The percentage of energy that all MRE participants are generating in relation to their total Physical Guarantee.

Installed capacity – The maximum electricity generation capacity of a plant.

National Electricity System Operator (ONS) - A private legal entity authorized to coordinate and control energy generation and transmission operations in the interconnected systems.

P50 - estimate that indicates there is a 50% chance that actual energy production in the long term will exceed this value. Estimated average energy production.

P90 - estimate that indicates there is a 90% chance that actual energy production in the long term will exceed this value. Conservative estimate of energy production.

Physical Guarantee – A portion of the SIN's physical guarantee allocated to each plant, which will be the contracting limit for generators in the system. Determination of physical guarantee and its revisions are proposed by the National Electricity System Operator (ONS) together with the Energy Research Company (EPE), with approval by the Ministry of Mines and Environment (MME).

Power Purchase Agreement (PPA) - energy purchase agreement.

PROINFA - Incentive Program for Alternative Energy Sources.

Regulated Market - This market has specific regulations for aspects such as energy price, submarket for agreement registration and duration of supply, which are not subject to bilateral amendments by the agents. Although it is not contracted at auctions, the energy generated by the binational plant of Itaipu and the energy associated with the Incentive Program for Alternative Sources of Energy (PROINFA) qualify under the ACR, because their contracting is regulated under specific conditions established by ANEEL.

SIN (National Interconnected System) - A large hydrothermal system with strong presence in hydroelectric plants, comprising generation units in the Southern, Southeastern, Midwestern, Northeastern and Northern regions of Brazil. Operation in the system is based on interdependence, integrating hydroelectric resources for energy generation and transmission to serve the market. Interconnection enables the exchange of energy between regions with different climate and hydrological variations, which tend to cause production surplus or shortfall. The system also envisages the reduction of operating costs and minimizing thermal production.

Small Hydropower Plants (SHPP) - Hydroelectric projects with capacity of 5MW and 30MW or more and reservoir area of up to 13 square kilometers.

Spot market – A market that accepts transactions in which delivery of the product occurs in the short term and payment is at sight. It is common to resort to this market to purchase electricity urgently, usually due to scarcity of the resource, which causes prices to go up.

Spot Price (PLD) – Short-term price at which the differences between contracted and generated energy are settled. Price volatility is directly related to the dynamic of affluents.

Annexes

Annexes – Map of energy sale agreements

Contract environment	Revenue	Generation adjustmnets	Comments
Wind			
Proinfa	Recognised according generation	An inverse proportional adjustment in energy tariffs is expected due to the production carried out. Recorded in revenue.	Cash flow is adjusted in the following year.
ACR	Recognised according generation	Upper and lower limits are determined within a four-year period for each contract. The surplus or deficit generation, within these limits, are reimbursed at the end of the quadrennium. Out of bounds, reimbursement occurs in the subsequent year.	The cash adjustment of the compensation is carried out in the subsequent contractual year after the annual (out of bounds) and four-year (within limits).
ACL	Recognised according generation seasonalization	Adjustments related to generation deviations are recorded in cost (PLD or bilateral)	Monthly impacts in the cash flow, according the comercialized prices. In the case of PLD settlement, the cash is carried out after the accounting CCEE (2 months)
SHPP			
Proinfa	Recognised according seasonalization of the physical guarantee	adjustments related to generation deviations are recognized in revenue, including in cases of GSF or secondary	Cash flow is adjusted in the following year.
ACR	Recognised according seasonalization of the physical guarantee	Adjustments related to generation (TEO) deviations are accounted for in the cost, including in cases of GSF or secondary (PLD)	Monthly impacts in the cash flow, according the comercialized prices. In the case of PLD settlement, the cash is carried out after the accounting CCEE (2 months)
ACL	Recognised according seasonalization of the physical guarantee	Adjustments related to generation (TEO) deviations are accounted for in the cost, including in cases of GSF or secondary (PLD)	Monthly impacts in the cash flow, according the comercialized prices. In the case of PLD settlement, the cash is carried out after the accounting CCEE (2 months)
Biomass			
ACR	Recognised according generation	Adjustments related to generation deviations are recorded in revenue	Cash flow is adjusted in the following year, according to each contract
ACL	Recognised according generation seasonalization	Adjustments related to generation deviations are recorded in cost (PLD or bilateral)	Monthly impacts in the cash flow, according the comercialized prices. In the case of PLD settlement, the cash is carried out after the accounting CCEE (2 months)

Annexes – Assets in operation

	Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2019 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/19	PPA
Wind								
Atlântica wind complex	Atlântica I	Palmares do Sul	RS	30.0	13.1	13.1	222.44	LFA 2010
	Atlântica II	Palmares do Sul	RS	30.0	12.9	12.9	222.44	LFA 2010
	Atlântica IV	Palmares do Sul	RS	30.0	13.0	13.0	222.44	LFA 2010
	Atlântica V	Palmares do Sul	RS	30.0	12.3	13.7	222.44	LFA 2010
SIIF wind complex	Foz do Rio Choró	Beberibe	CE	25.2	7.4	7.4	476.01	Proinfa
	Icaraizinho	Amontada	CE	54.6	22.1	21.5	436.34	Proinfa
	Paracuru	Paracuru	CE	25.2	12.6	11.8	429.98	Proinfa
	Praia Formosa	Camocim	CE	105.0	28.8	28.1	485.06	Proinfa
Santa Clara wind complex	Santa Clara I	Parazinho	RN	30.0	13.7	12.7	250.75	LER 2009
	Santa Clara II	Parazinho	RN	30.0	12.8	11.4	250.75	LER 2009
	Santa Clara III	Parazinho	RN	30.0	12.5	11.9	250.75	LER 2009
	Santa Clara IV	Parazinho	RN	30.0	12.3	10.9	250.75	LER 2009
	Santa Clara V	Parazinho	RN	30.0	12.4	11.3	250.75	LER 2009
	Santa Clara VI	Parazinho	RN	30.0	12.3	10.5	250.75	LER 2009
	Eurus VI	Parazinho	RN	8.0	3.2	2.7	224.11	LER 2009
Macacos I wind complex	Macacos	João Camara	RN	20.7	9.8	9.7	224.11	LFA 2010
	Juremas	João Camara	RN	16.1	7.6	7.5	224.11	LFA 2010
	Pedra Preta	João Camara	RN	20.7	10.3	10.1	214.91	LFA 2010
	Costa Branca	João Camara	RN	20.7	9.8	9.8	214.91	LFA 2010
Bons Ventos wind complex	Bons Ventos	Aracati	CE	50.0	16.4	15.9	485.66	Proinfa
	Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante	CE	16.5	6.7	6.6	442.59	Proinfa
	Canoa Quebrada - BV	Aracati	CE	57.0	24.1	22.9	445.34	Proinfa
	Enacel	Aracati	CE	31.5	10.2	10.0	500.12	Proinfa
	Campo dos Ventos II	João Camara	RN	30.0	15.0	13.2	205.12	LER 2010
Rosa dos Ventos wind complex	Canoa Quebrada - RV	Aracati	CE	10.5	3.3	3.3	487.65	Proinfa
	Lagoa do Mato - RV	Aracati	CE	3.2	1.4	1.4	429.98	Proinfa
Morro dos Ventos wind complex	Morro dos Ventos I	João Camara	RN	28.8	13.6	12.7	252.49	LER 2009
	Morro dos Ventos III	João Camara	RN	28.8	13.9	12.8	252.44	LER 2009
	Morro dos Ventos IV	João Camara	RN	28.8	13.7	12.2	252.46	LER 2009
	Morro dos Ventos VI	João Camara	RN	28.8	13.1	11.1	252.51	LER 2009
	Morro dos Ventos IX	João Camara	RN	30.0	14.3	12.7	252.47	LER 2009
Eurus wind complex	Eurus I	João Câmara	RN	30.0	15.5	12.8	201.95	LER 2010
	Eurus III	João Câmara	RN	30.0	16.1	14.7	201.94	LER 2010
	Morro dos Ventos II	João Camara	RN	29.2	15.4	15.1	167.30	LEN 2011
Campo dos Ventos wind complex	Campo dos Ventos I	João Câmara	RN	25.2	13.6	64.6	192.15	ACL
	Campo dos Ventos III	João Camara	RN	25.2	13.4		192.15	ACL
	Campo dos Ventos V	Parazinho	RN	25.2	13.1		192.15	ACL
	São Domingos	São Miguel do Gostoso	RN	25.2	-		192.15	ACL
	Ventos de São Martinho	Touros	RN	14.7	-		192.15	ACL
São Benedito wind complex	Ventos de São Benedito	São Miguel do Gostoso	RN	29.4	-	60.6	192.15	ACL
	Ventos de Santo Dimas	São Miguel do Gostoso	RN	29.4	-		192.15	ACL
	Ventos de Santa Mônica	Touros	RN	29.4	-		192.15	ACL
	Ventos de Santa Úrsula	Touros	RN	27.3	-		192.15	ACL
Pedra Cheirosa wind complex	Pedra Cheirosa I	Itarema	CE	25.2	14.5	13.6	166.83	LEN 2013
	Pedra Cheirosa II	Itarema	CE	23.1	13	12.5	167.49	LEN 2011
	Subtotal Wind			**1,308.6**	**499.2**	**558.7**	**272.21**	

Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2019 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/19	PPA
Biomass							
Alvorada	Araporã	MG	50.0	18.7	18.7	202.30	ACL
Baia Formosa	Baía Formosa	RN	40.0	2.3	11.0	291.18	LEN 2006
Bio Buriti	Buritizal	SP	50.0	10.8	10.8	256.95	ACL
Bio Energia	Pirassununga	SP	45.0	5.2	5.2	258.10	ACL
Bio Ipê	Nova Independência	SP	25.0	4.3	4.3	256.95	ACL
Bio Pedra	Serrana	SP	70.0	23.9	24.4	240.33	LER 2010
Coopcana	São Carlos do Ivaí	PR	50.0	18.0	18.0	202.30	ACL
Ester	Cosmópolis	SP	40.0	11.3	16.4	209.47	LFA 2007 / ACL
Subtotal Biomass			**370.0**	**94.5**	**108.9**	**231.1**	

Projects	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2019 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/19	PPA
SHPP							
Alto Irani	Arvoredo	SC	21.0	12.4	12.4	286.63	Proinfa
Americana	Americana	SP	30.0	5.9	5.9	270.08	ACL
Andorinhas	Bozano	RS	0.5	0.4	0.4	264.47	ACL
Arvoredo	Arvoredo	SC	13.0	7.4	7.0	260.97	LFA
Barra da Paciência	Gonzaga	MG	23.0	14.9	14.8	267.51	ACL
Boa Vista II	Varginha	MG	29.9	15.5		249.48	ACL
Buritis	Buritizal	SP	0.8	0.4	0.4	270.08	ACL
Capão Preto	São Carlos	SP	4.3	2.2	2.2	270.08	ACL
Chibarro	Araraquara	SP	2.6	1.5	1.5	270.08	ACL
Cocais Grande	Antonio Dias	MG	10.0	4.6	4.6	286.63	Proinfa
Corrente Grande	Açucena	MG	14.0	8.5	8.4	267.51	ACL
Diamante	Nortelândia	MT	4.2	1.6	1.6	245.63	ACL
Dourados	Nuporanga	SP	10.8	5.7	5.7	270.08	ACL
Eloy Chaves	Espirito Santo do Pinhal	SP	19.0	11.0	11.0	270.08	ACL
Esmeril	Patrocinio Paulista	SP	5.0	2.9	2.9	270.08	ACL
Figueirópolis	Indiavaí	MT	19.4	12.6	12.5	279.26	Proinfa
Gavião Peixoto	Gavião Peixoto	SP	4.8	3.6	3.6	270.08	ACL
Guaporé	Guaporé	RS	0.7	0.4	0.4	264.47	ACL
Jaguari	Pedreira	SP	11.8	4.5	4.5	270.08	ACL
Lençóis	Macatuba	SP	1.7	1.0	1.0	270.08	ACL
Ludesa	Ipuaçu	SC	30.0	21.2	16.7	266.28	Proinfa
Mata Velha	Unaí	MG	24.0	13.1	12.7	176.58	LEN
Monjolinho	São Carlos	SP	0.6	0.1	0.4	237.23	ACL
Ninho da Águia	Delfim Moreira	MG	10.0	6.5	4.2	267.51	ACL
Novo Horizonte	Campina Grande do Sul	PR	23.0	10.4	10.0	188.85	ACL
Paiol	Frei Inocêncio	MG	20.0	10.5	10.9	270.08	ACL
Pinhal	Espirito Santo do Pinhal	SP	6.8	3.7	3.7	264.47	ACL
Pirapó	Roque Gonzales	RS	0.8	0.6	0.6	286.63	ACL
Plano Alto	Xavantina	SC	16.0	9.3	9.3	264.47	Proinfa
Saltinho	Muitos Capões	RS	0.8	0.7	0.7	240.96	ACL
Salto Góes	Tangará	SC	20.0	11.1	11.1	270.08	LFA
Salto Grande	Campinas	SP	4.6	2.6	2.6	270.08	ACL
Santa Luzia	São Domingos	SC	28.5	18.4	18.0	260.97	LFA 2007 / ACL
Santana	São Carlos	SP	4.3	2.6	2.6	270.08	ACL
São Gonçalo	São Gonçalo do Rio Abaixo	MG	11.0	7.2	6.4	267.51	ACL
São Joaquim	Guará	SP	8.1	5.1	5.1	270.08	ACL
Socorro	Socorro	SP	1.0	0.3	0.3	270.08	ACL
Três Saltos	Torrinha	SP	0.6	0.4	0.4	270.08	ACL
Varginha	Chalé	MG	9.0	5.4	4.0	261.60	LFA 2007
Várzea Alegre	Chalé	MG	7.5	4.9	4.8	267.51	ACL
Subtotal SHPP			**453.06**	**251.06**	**225.28**	**260.45**	

Note: SHPP Boa Vista considers the price of the energy sale contract at Auction A-5 2015. Until the agreement takes effect, the energy generated is being sold in the free market.

Project	City	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy 2019 (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/19	PPA
Solar							
Tanquinho	Campinas	SP	1.1	0.2	0.2	244.55	ACL
Subtotal Solar			**1.1**	**0.2**	**0.2**	**244.55**	
TOTAL			**2,132.8**	**844.9**	**893.0**	**264.2**	

Annexes – Assets under construction

Project	State	Installed Capacity (MW)	Physical guarantee (MWm)	Contracted Energy (MWm)	Price (R$/MWh) Jun/19	PPA
			SHPP			
Cherobim	PR	28,0	16,6	16,5	189,95	28º LEN 2018 (A-6)
Subtotal SHPP		**28,0**	**16,6**	**16,5**	**189,95**	
Project	**State**	**Installed Capacity (MW)**	**Physical guarantee (MWm)**	**Contracted Energy (MWm)**	**Price (R$/MWh) Jun/18**	**PPA**
			Wind			
Costa das Dunas	RN	23,1	13,3	4,0	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Figueira Branca	RN	10,5	5,9	1,8	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Farol de Touros	RN	21,0	11,7	3,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Gameleira	RN	14,7	8,5	2,6	89,89	28º LEN 2018 (A-6)
Subtotal Wind		**69,3**	**39,4**	**12,0**	**89,89**	
TOTAL		**97,3**	**56,0**	**28,5**	**147,82**	

* Energy contracted starting January 2024 for the remaining plants under construction of the 28th New Energy Auctions (LEN) 2018 (A-6)