



Mercado de Capitais

Cotação Ação PN 31/03/2019

CLSC4 R\$53,43/ação

Variação no 1T19

CLSC4: 7,14%

Ibovespa: 8,53%

Valor de Mercado em 31/03/2019

BRL 2.061,0 MM

USD 529,0 MM

Free Float: 75,5%

Outros Indicadores em 31/03/2019

Dívida Líq/EBITDA Aj 12M (Grupo): 0,9x

LPA 1T19 (R\$/ação): 1,88

VPA (R\$/ação): 48,73

Cot./VPA: 1,1x

Para maiores informações, acessar o website www.celesc.com.br/ri ou entrar em contato com a equipe de Relações com Investidores:

Tel: (55-48) 3231-5100

ri@celesc.com.br

Florianópolis – Santa Catarina, **15 de maio de 2019** – Centrais Elétricas de Santa Catarina SA - Celesc (BM&FBOVESPA: CLSC3, CLSC4; OTC: CEDWY), *holding* do setor de energia, com atuação nas áreas de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica e distribuição de gás natural, anuncia os resultados do **primeiro trimestre de 2019 (1T19)**. As informações financeiras da Companhia, exceto onde estiver indicado de outra forma, são apresentadas em milhões de Reais (R\$ milhões) de **31 de março de 2019** e foram preparadas de acordo com as regras contábeis brasileiras decorrentes da aplicação efetiva das normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

EBITDA Consolidado registra R\$207,9 milhões e Lucro Consolidado R\$72,7 milhões

Mercado de Energia faturada cresce 8% na área de concessão da Celesc Distribuição

Principais Destaques do 1T19:

- ✓ Crescimento de 8% na Energia Faturada no 1T19, totalizando 6.824 GWh, destaque para o Mercado Cativo que apresentou alta de 9,1%, somando 4.649 GWh de energia distribuída;
- ✓ Indicadores de qualidade do serviço apresentaram leve aumento em relação 1T18: DEC somou 3,47 horas (acréscimo 11,2%) e o FEC foi de 2,27 vezes (expansão de 7,1%);
- ✓ A Receita Operacional Líquida Consolidada (sem os efeitos da Receita de Construção) somou R\$2,01 bilhões (aumento 20%), reflexo do maior faturamento da subsidiária Celesc Distribuição;
- ✓ Os gastos não Gerenciáveis (custos com energia) assinalaram aumento de 23,3%, resultado do aumento da compra de energia de origem térmica e dos contratos de ITAIPU na subsidiária Celesc Distribuição;
- ✓ Os gastos gerenciáveis (PMSO) cresceram 11,6%, tendo as Despesas com Pessoal e MSO ampliado 8,7% e 22,9%, respectivamente;
- ✓ A Companhia apresentou Lucro Consolidado de R\$72,7 milhões no trimestre, sendo que a subsidiária Celesc Distribuição somou R\$52,3 milhões e a subsidiária Celesc Geração R\$20,0 milhões no ano;
- ✓ EBITDA Consolidado de R\$207,9 milhões, ao qual a subsidiária Celesc Distribuição somou R\$174,6 milhões e a subsidiária Celesc Geração somou R\$32,8 milhões;
- ✓ O Grupo Celesc encerrou o período com Dívida Líquida Consolidada de R\$563,0 milhões, o equivalente a 0,9x o EBITDA Ajustado;
- ✓ Os investimentos realizados no período totalizaram R\$122,3 milhões, sendo R\$121,9 milhões em distribuição e R\$0,4 milhão em geração; e
- ✓ As ações preferenciais da Celesc (CLSC4) variaram positivamente 7,14% no trimestre e no acumulado de 12 meses apresenta valorização de 104,3%.

Principais Resultados	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Indicadores Operacionais			
Celesc Distribuição - Energia Faturada Total (GWh)	6.318	6.824	8,0%
Celesc Geração - Energia Faturada (GWh)	184,5	193,8	5,0%
SCGÁS - Volume de Gás Vendido (mil/m³)	166,7	173,6	4,1%
Indicadores Financeiros - Consolidado (R\$ Milhões)			
Receita Operacional Bruta	2.937,6	3.472,2	18,2%
Receita Operacional Líquida (excluindo Receita de Construção)	1.680,4	2.016,6	20,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.640,7)	(1.985,8)	21,0%
EBITDA (IFRS)	191,9	207,9	8,4%
Margem EBITDA (IFRS)	11,4%	10,3%	
EBITDA Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	191,9	207,9	8,4%
Margem EBITDA Ajustado	11,4%	10,3%	
Lucro Líquido (IFRS)	71,0	72,7	2,4%
Margem Líquida	4,2%	3,6%	
Lucro Líquido Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	71,0	72,7	2,4%
Margem Líquida Ajustada	4,2%	3,6%	
Investimentos Realizados em Geração e Distribuição de Energia Elétrica	106,2	122,3	15,1%

DISCLAIMER

As informações contidas neste *Release de Resultados* poderão incluir declarações que representem expectativas sobre negócios da Companhia, projeções e metas operacionais e financeiras. Eventuais declarações dessa natureza constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas da administração que poderá não se concretizar e não são garantia do desempenho futuro da Companhia.

As referidas declarações e informações prospectivas estão e estarão, conforme o caso, sujeitas a riscos, incertezas e são altamente dependentes das condições do mercado, do desempenho econômico geral do país, do setor e dos mercados internacionais.

Cabe ressaltar ainda que as estimativas e projeções referem-se à data em que foram expressas, sendo que a Companhia não assume a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer destas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores, ressalvadas a regulamentação vigente a que nos submetemos.

Dessa forma, nenhum dos representantes da Companhia, assessores ou partes relacionadas poderá ser responsabilizado por qualquer decisão decorrente da utilização do conteúdo deste documento. As informações constantes do presente material não devem ser interpretadas como oferta, convite ou solicitação de oferta de subscrição ou compra de quaisquer valores mobiliários, nem constituem a base de um contrato ou compromisso de qualquer espécie.

ÍNDICE

1 – Visão Geral	3
2 – Grupo CELESC.....	10
2.1 – Celesc Distribuição S.A.....	10
2.1.1 – Desempenho Operacional	10
2.1.2 – Desempenho Econômico-Financeiro	14
2.1.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Distribuição S.A.	26
2.2 – Celesc Geração	33
2.2.1 – Desempenho Operacional	33
2.2.2 – Desempenho Financeiro	34
2.2.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Geração S.A.	38
2.3 – SCGÁS.....	40
2.3.1 – Desempenho Operacional	40
2.3.2 – Desempenho Econômico-Financeiro	41
2.4 – Demais Participações (dados financeiros equivalentes a 100% do resultado de cada participada)	43
2.5 – Holding	44
2.5.1 – Resultado das Participações Societárias na Controladora.....	44
2.5.2 – Dividendos	44
2.6 – Consolidado	45
2.6.1 – Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado	45
3 – Desempenho no Mercado de Capitais.....	50
4 – Reconhecimento	51
ANEXOS	53

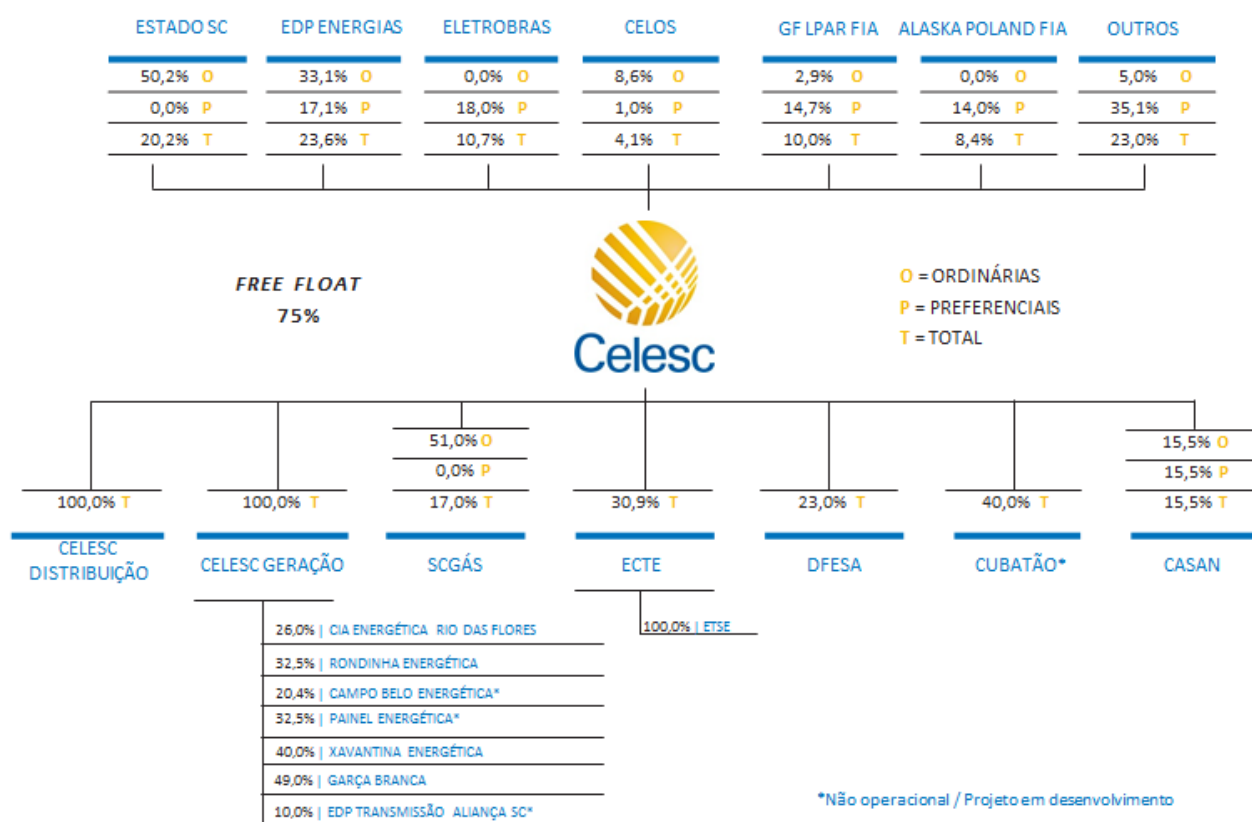
1 – Visão Geral

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC está entre as maiores empresas do setor elétrico brasileiro, com destaque nas áreas de distribuição e geração de energia. Estruturada como Holding em 2006, a Empresa possui duas subsidiárias integrais - a Celesc Distribuição S.A. e a Celesc Geração S.A. Além disso, detém o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS) e é sócia das empresas Dona Francisca Energética S.A. (DFESA), Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (ECTE), Companhia Catarinense de Água e Saneamento (CASAN) e do projeto da Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.

Seu acionista controlador é o Estado de Santa Catarina, detentor de 50,2% das ações ordinárias da Companhia, correspondentes a 20,2% do Capital Total.

Estrutura Acionária e Societária da CELESC

Março – 2019



Conforme [Fato Relevante - Aquisição de Participação Acionária pela EDP](#), publicado pela Companhia em 20 de dezembro de 2017, a EDP - Energias do Brasil S.A adquiriu 33,1% das ações ordinárias e 1,9% das ações preferenciais da PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, somando 14,5% do total das ações da Celesc. A operação teve aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Superintendência Nacional de Predidência Complementar – PREVIC, sendo concluída em 21 de março de 2017.

Foi divulgado em 27 de março de 2018 o [Edital de Oferta Pública Voluntária](#) (“OPA Voluntária”), nos termos da Lei das S.A. e do artigo 31 da Instrução CVM nº 361, de 5 de março de 2002, para adquirir até 7.374.000 ações PNs de emissão da Companhia em circulação no mercado (“Ações Objeto da OPA”), ao preço de R\$27,00 por ação, que correspondem a até 32,0% do total das ações PNs de emissão da CELESC.

No [leilão da OPA](#), realizado em 26 de abril de 2018, por meio do Sistema Eletrônico de Negociação do Segmento BOVESPA da B3, foram adquiridas 1.990.013 ações PNs pelo preço de R\$27,00 cada, totalizando o valor de R\$53.730.351,00. Após a liquidação das

compras realizadas no Leilão, ocorrida em 02 de maio de 2018, a EDP passou a deter 2.427.820 ações PN, que somadas a 5.140.868 ações ONs, representam 19,62% do capital total da CELESC.

Foi divulgada, em 08 de novembro de 2018, a [Aquisição Relevante de Ações pela EDP Energias do Brasil S.A.](#), sendo adquiridas, ao todo, 1.518.000 ações preferenciais pelo preço médio de R\$41,93 cada, totalizando o valor de R\$63.653.498,00 de ações preferenciais adicionais de emissão da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc. Dessa forma, a EDP Energias do Brasil S.A. passou a deter 3.945.820 ações preferenciais (B3:CLSC4), acrescidas a 5.140.868 ações ordinárias (B3:CLSC3), que somadas representam 23,56% do capital total da CELESC.

Subsidiárias Integrais

Celesc Distribuição S.A.

A empresa leva energia para cerca de 3,0 milhões de unidades consumidoras localizadas em 286 municípios catarinenses (92% do território do estado) e em Rio Negro, no Paraná. A empresa ainda é responsável pelo suprimento de energia elétrica para o atendimento de quatro concessionárias e 16 permissionárias, que atuam nos demais municípios catarinenses.

A Celesc Distribuição é o maior arrecadador individual de ICMS localizado no estado de Santa Catarina, a 6ª maior distribuidora de energia elétrica brasileira em receita de fornecimento, a 7ª em volume de energia distribuída e a 10ª em número de unidades consumidoras¹. Mensalmente, a empresa distribui cerca de 2,3 milhões de MWh e seu faturamento bruto anual alcançou a casa de R\$12,3 bilhões em 2018.



Celesc Geração S.A.²

A Celesc Geração é a subsidiária do Grupo Celesc que atua no segmento de geração de energia elétrica, através da operação, manutenção, comercialização e expansão do parque próprio de geração e da participação em empreendimentos de energia em parcerias com investidores privados.

Em 31 de março de 2019, a Empresa possuía um parque gerador próprio formado por 12 usinas, sendo 01 Pequena Central Hidrelétrica – PCH, 05 Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGHs e 06 Usinas Hidrelétricas – UHEs. Ainda no segmento de geração, a Companhia detém participação minoritária em mais 08 empreendimentos de geração, desenvolvidos em parceria com investidores privados, no formato de Sociedade de Propósito Específico – SPE, sendo que 06 usinas estão em operação comercial e 02 usinas em fase de projetos. No segmento de transmissão, a Empresa detém participação minoritária em uma SPE.

¹ Fonte: www.aneel.gov.br (Informações Gerenciais – Dezembro/18).

² Maiores detalhamentos dos aspectos regulatórios e jurídicos relevantes que envolvem os empreendimentos da Companhia estão disponíveis no item 2.2.3 deste Release.

A capacidade total de geração da Celesc Geração em operação foi de 118,21 MW, sendo 106,97 MW referentes ao parque próprio e 11,24 MW referentes ao parque gerador estabelecido com parceiros - já proporcionalizada à participação acionária da Celesc Geração nesses empreendimentos. A tabela a seguir apresenta as principais características das usinas 100% da Celesc Geração:

Parque Gerador Próprio | 100% da Celesc Geração S.A.

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Garantia Física em Cotas
UHE Pery	Curitibanos/SC	09/07/2047	30,00	14,08	100%
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	16,70	70%
UHE Bracinho	Schroeder/SC	07/11/2046	15,00	8,80	70%
UHE Garcia	Angelina/SC	05/01/2046	8,92	7,10	70%
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	6,75	70%
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	3,99	70%
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	3,80	N/A
CGH Caveiras	Lages/SC	*	3,83	2,77	N/A
CGH Ivo Silveira	Campos Novos/SC	*	2,60	2,03	N/A
CGH Rio do Peixe	Videira/SC	*	0,52	0,50	N/A
CGH Pirai	Joinville/SC	*	0,78	0,45	N/A
CGH São Lourenço	Mafra/SC	*	0,42	0,22	N/A
Total - MW			106,97	67,19	

* Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão (Lei nº 13.360/16).

A empresa participa de Sociedades de Propósito Específico que viabilizam novos empreendimentos na qual a Celesc Geração detém participação minoritária. A seguir estão as principais características dos empreendimentos que já estão em operação:

Empreendimentos em operação | Celesc Geração S.A. detém participação minoritária

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Participação Celesc Geração	Equivalente Potência Instalada (MW)	Equivalente Garantia Física (MW)
PCH Rondinha	Passos Maia/SC	05/10/2040	9,60	5,48	32,5%	3,12	1,78
CGH Prata	Bandeirante/SC	*	3,00	1,68	26,1%	0,78	0,44
CGH Belmonte	Belmonte/SC	*	3,60	1,84	26,1%	0,94	0,48
CGH Bandeirante	Bandeirante/SC	*	3,00	1,76	26,1%	0,78	0,46
PCH Xavantina	Xanxerê/SC	07/04/2040	6,08	3,54	40,0%	2,43	1,42
PCH Garça Branca	Anchieta/SC	13/03/2043	6,50	3,44	49,0%	3,19	1,69
Total - MW			31,78	17,74		11,24	6,26

* Usinas com potência inferior a 5 MW estão dispensadas do ato de concessão (Lei nº 13.360/16).

O Planejamento Estratégico da Companhia prevê a valorização dos ativos atuais, por meio da ampliação de suas usinas. Desta forma, as tabelas abaixo apresentam empreendimentos não operacionais e os respectivos estágios de desenvolvimento. Quanto à garantia física (nova ou incremental), a Companhia busca obter em média 55% de fator de capacidade da usina total após ampliação, padrão observado para outros empreendimentos em operação com características similares:

Empreendimentos em desenvolvimento | Celesc Geração S.A. detém 100%

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Acréscimo de Potência (MW)	Potência Final (MW)	Data prevista de entrada em operação	STATUS
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	8,30*	13,92	N/D	Licitação das Obras
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	23,00	29,28	N/D***	Análise na EPE
CGH Caveiras	Lages/SC	**	3,83	10,00	13,83	N/D***	Estudo de Inventário
UHE Cedros Etapa 1 e 2	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	4,50	12,90	N/D***	Revisão de Projeto Básico
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	0,75	25,35	N/D***	Revisão de Projeto Básico
CGH Marum***	São José/SC	**	0,00	1,00	1,00	N/D***	Licenciamento Ambiental
Total - MW			48,73	47,55	96,28		

* Em 2018 projeto passou por consolidação, sendo que no encerramento do exercício encontrava-se em análise pela ANEEL

** Usinas com potência inferior a 5MW estão dispensadas do ato de concessão

*** Depende de trâmites regulatórios

Empreendimentos em desenvolvimento | Celesc Geração S.A. detém participação minoritária

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Participação Celesc Geração	Equivalente Potência Instalada (MW)	Data prevista de entrada em operação	STATUS
PCH Painel	São Joaquim/SC	18/03/2043	9,20	32,50%	2,76	N/D	Revisão Projeto
PCH Campo Belo	Campo Belo do Sul/SC	19/05/2044	9,95	20,43%	2,99	N/D	Revisão Projeto
Total - MW			19,15		5,75		

Em 15 de agosto de 2018, a Celesc Geração recebeu notificação de alienação da participação do sócio majoritário nas SPEs Campo Belo e Painel, disponibilizando a possibilidade de exercer o direito de *Tag-Along* (venda conjunta) ou o direito de preferência na compra das ações, conforme especificado no Acordo de Acionistas. Em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 20 de setembro de 2018, foi aprovado o *Tag-Along* da SPE Campo Belo, com anuência prévia da ANEEL estabelecida conforme Despacho nº 220, de 25 de janeiro de 2019. O *Tag-Along* da SPE Painel foi deliberado em reunião do Conselho de Administração realizada no dia 18 de outubro de 2018 e anuído previamente pela ANEEL no Despacho nº 045, de 08 de janeiro de 2019.

Todas as usinas do parque gerador próprio e em parceria, em operação comercial, participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos, no qual as usinas participantes transferem a energia gerada excedente à sua garantia física às usinas que geraram abaixo.

Além dos projetos supracitados, a Celesc Geração tem participação societária em um empreendimento de transmissão, denominado EDP Transmissão Aliança SC, que tem por objeto implementar o lote 21 do Leilão nº 05/2016 da ANEEL, com investimentos previstos em R\$1,1 bilhão.

	Origem	Destino	Circuito ³	Extensão (KM)	Tensão (Kv)
LINHAS DE TRANSMISSÃO	SE Abdon Batista	SE Campos Novos	CS	39,8	525
	SE Siderópolis 2	SE Abdon Batista	CD	209,0	525
	SE Biguaçu	SE Siderópolis 2	CS	150,5	525
	SE Siderópolis 2	SE Siderópolis	CD	6,0	230
	SE Siderópolis 2	SE Forquilha	CS	27,8	230
Total			CS/CD	433,1	525/230
SUBESTAÇÃO		SE 525/230 SIDERÓPOLIS 2	-	-	525/230

As instalações visam à expansão do sistema da região sul e planalto do Estado de Santa Catarina e permitirão, ainda, que a Celesc conecte seu sistema de distribuição à nova estrutura, de forma a trazer benefícios diretos para regiões críticas em sistema energético do Estado. O prazo para a execução das obras é de 60 meses e a entrada em operação comercial determinada é para agosto de 2022, com possibilidade de antecipação. O consórcio que disputou o leilão foi convertido em sociedade em julho de 2017 e o contrato de concessão assinado em agosto do mesmo ano. O empreendimento tem recebido a Licença Ambiental de Instalação segregada por lotes, sendo que final do 1T19 restava a liberação de quatro dos seis solicitados.

A tabela abaixo resume as principais informações do empreendimento:

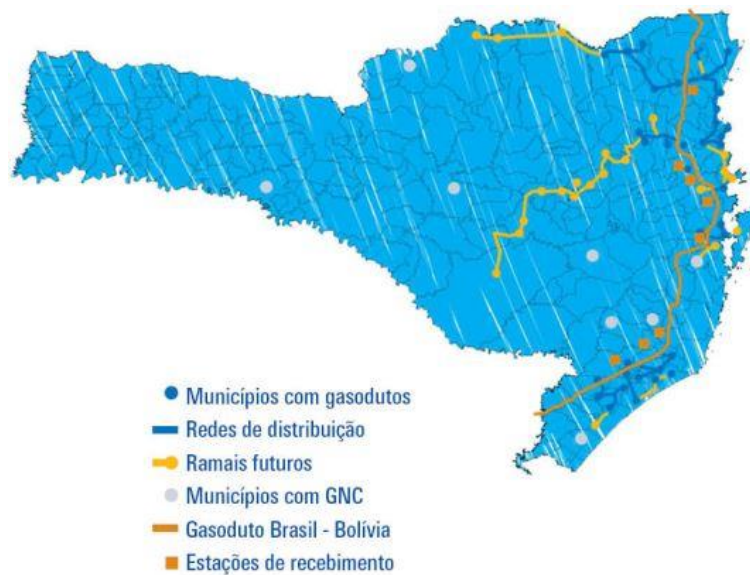
Transmissora	Localização	Termo Final da Concessão	Km de linhas	Subestações	Data prevista de entrada em operação
EDP Transmissão Aliança SC S.A.	Santa Catarina	11/08/2047	433	1	11/08/2022

Controlada

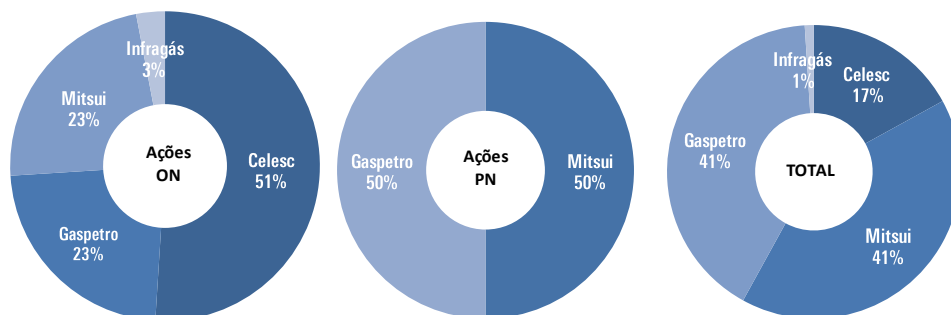
Companhia de Gás de Santa Catarina – SCGÁS

A SCGÁS é a 2ª maior distribuidora de gás canalizado em número de municípios atendidos no Brasil. Santa Catarina é o 4º Estado com maior rede de distribuição de gás natural (1.157 quilômetros) e o 3º com maior número de indústrias atendidas com gás natural (279), além de ter a 3ª maior rede de postos de gás veicular (GNV) do país (135).

³ CS: Circuito simples / CD: Circuito Duplo



Com 100% da concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás natural no território catarinense, a empresa comercializa e distribui, diariamente, cerca de 1,9 milhão de metros cúbicos de gás natural para cerca de 13,5 mil clientes. A SCGÁS possui contrato de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, firmado em 28 de março de 1994, com vigência de 50 anos (2044). Abaixo gráfico da participação da Celesc na SCGÁS, sendo 51% das ações ordinárias e 17% do capital social total.



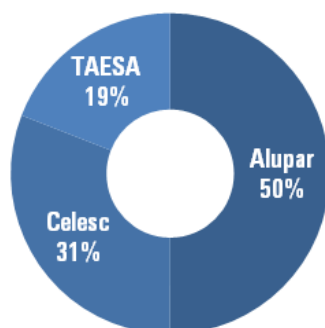
Destaca-se que, em 2013, a Procuradoria Geral do Estado de Santa Catarina - PGE, representando o Governo do Estado de Santa Catarina e a Celesc, entrou com ação de obrigação de fazer cumulada com ressarcimento contra a SCGÁS, Petrobras Gás S.A. - Gaspetro, Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. e Infragás - Infraestrutura de Gás para a Região Sul S.A., questionando alteração no capital social e o Acordo de Acionistas firmado em 1994, obtendo liminar favorável em juízo de 1º grau. Entretanto, os acionistas Mitsui Gás e Gaspetro, ingressaram com agravos de instrumento, suspendendo os efeitos de tal liminar em 2ª instância, apresentado os recursos judiciais cabíveis. Atualmente, os efeitos da sentença encontram-se suspensos até julgamento dos referidos recursos.

Em 2016, conforme [Comunicado ao Mercado – DECISÃO TCE – DEVOLUÇÃO PARTICIPAÇÃO SCGÁS](#), a Companhia tomou conhecimento da Decisão nº 0129/2016 do Pleno do Tribunal de Contas do Estado de Santa Catarina - TCE/SC, onde no seu item 6.7. reza: “Determinar ao Governo do Estado e à CELESC que, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, a contar da publicação desta Decisão no Diário Oficial Eletrônico desta Corte de Contas – DOTC-e, adotem providências no sentido de retornarem ao Estado de Santa Catarina as 1.827.415 (um milhão, oitocentas e vinte e sete mil e quatrocentas e quinze) ações ordinárias de emissão da SCGás vendidas à Celesc em 05 de junho de 2007, nas mesmas condições e valores originalmente transacionados, R\$ 93.000.000,00 (noventa e três milhões), atualizados monetariamente, comprovando o cumprimento dessa Decisão em 30 (trinta) dias a este Tribunal (item 2.3 do Relatório DCE); (.....)”. Diante da proferida Decisão, a Companhia interpôs recurso de reexame da Decisão nº 129/2016 na Corte de Contas, com efeito suspensivo, uma vez que entende que restou devidamente demonstrada regularidade/legalidade da venda das ações por parte do Estado de Santa Catarina à Celesc, constituindo-se a mesma em ato jurídico perfeito e acabado, realizado à luz da legislação vigente à época de sua realização, inexistindo qualquer ofensa aos princípios da motivação do ato administrativo, conflito de interesse ou do interesse público.

Demais Participações

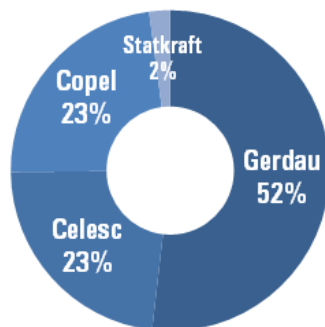
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE

Constituída com o propósito específico de explorar linhas de transmissão de energia elétrica nas regiões Sul, Sudeste e litoral de Santa Catarina, a empresa é concessionária da LT SE Campos Novos – SE Blumenau, com 252,5km de extensão. A linha é responsável pelo transporte de cerca de 20% da energia assegurada para suprimento da demanda na área de concessão da Celesc Distribuição. Em dezembro de 2011, ampliando seus negócios, a empresa adquiriu em leilão o direito de construir as subestações Abdon Batista (525/230kV) e Gaspar (230/138kV), através da subsidiária Empresa de Transmissão Serrana S.A. – ETSE. Essas linhas foram energizadas em janeiro e março de 2015, respectivamente. A coligada ECTE detém contrato de concessão de transmissão de energia elétrica datado de 1º de novembro de 2000, com prazo de vigência de 30 anos. Para a sua subsidiária ETSE, o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica tem data de 10 de maio de 2012, com prazo de vigência de 30 anos. A Celesc detém 30,88% do Capital Social da Empresa, conforme gráfico abaixo:



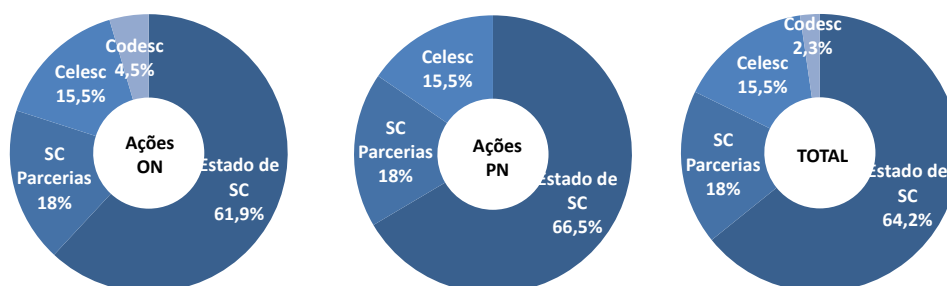
Dona Francisca Energética S.A. – DFESA

Concessionária produtora independente de energia elétrica, a DFESA é proprietária da Usina Hidrelétrica Dona Francisca, construída no rio Jacuí, no Rio Grande do Sul, com capacidade instalada de 125MW e energia assegurada de 80MW. O empreendimento foi inaugurado em maio de 2001. A coligada DFESA detém contrato de concessão datado de 28 de agosto de 1998, com prazo de vigência de 35 anos. A Celesc possui 23,03% do Capital Social da empresa, conforme gráfico abaixo:



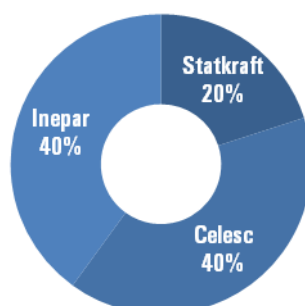
Companhia Catarinense de Água e Saneamento – CASAN

Sociedade de economia mista de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de Santa Catarina, a função da CASAN é planejar, executar, operar e explorar os serviços de abastecimento de água potável e saneamento em suas áreas de concessões (municipal). Atualmente, os serviços prestados pela empresa abrangem 194 municípios catarinenses e 1 no Paraná, atendendo uma população de aproximadamente 2,7 milhões de consumidores com água tratada e 650 mil com coleta, tratamento e destino final de esgoto sanitário. A Celesc é detentora de 15,48% do Capital Social total da Empresa, conforme gráfico abaixo:



Usina Hidrelétrica Cubatão S.A.

Sociedade de Propósito Específico constituída em 1996 para implantação da Usina Hidrelétrica Cubatão, na região de Joinville/SC, com potência instalada de 50MW. Com o histórico dos entraves ambientais, indeferimento ao pleito de postergação do período de concessão e consequente inviabilidade econômica para o desenvolvimento do projeto, o empreendimento solicitou ao órgão regulador a rescisão amigável do Contrato de Concessão nº 04/1996 (Processo ANEEL nº 48100.003800/1995-89). Foi emitida a Portaria MME nº 310, de 27 de julho de 2018, onde decide extinguir a concessão para o Aproveitamento de Energia Hidráulica do empreendimento denominado UHE Cubatão. A Celesc possui 40% do Capital Social da Empresa, conforme abaixo:



2 – Grupo CELESC

2.1 – Celesc Distribuição S.A

2.1.1 – Desempenho Operacional

Carga de energia elétrica

	Ano	1T19
Carga Brasil (GWh)*	2019	154.229
	2018	149.523
	Δ	3,1%
Carga Sul (GWh)	2019	27.470
	2018	26.392
	Δ	4,1%
Carga Celesc Distribuição S.A. (GWh)**	2019	7.599
	2018	7.093
	Δ	7,1%

Fonte: ONS / Celesc D

* Referente ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

** Energia Injetada no sistema de distribuição da concessionária.

A carga total atendida pela concessionária inclui as parcelas referentes à carga do Mercado Cativo, às perdas do sistema elétrico, à carga de consumidores livres, de unidades de consumo de autoprodutores e de produtores independentes conectados a sua rede.

Balanco de Energia Elétrica

Podemos resumir o TRC (*Total Required Consumed*) como a carga total (medida), retirando a energia de consumidores livres (medida) e adicionando as perdas totais (interna e rede básica). Em 2019 foram contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE 61,2% (3.302 GWh) de contratos CCEARs (modalidades quantidade e disponibilidade), 16,9% (914 GWh) Itaipu, 18,6% (1.004 GWh) Quotas, e 3,3% (176 GWh) outros.

Celesc Distribuição S.A. | Balanço Energético (GWh)

ACL	
CCEAR (quantidade)	1.910
CCEAR (disponibilidade)	1.339
CCEAR Compulsório	52
ANGRA	172
ITAIPU	914
PROINFA	89
LIQUIDAÇÃO CURTO PRAZO	-85
QUOTAS	1.004
5.395	
CONSUMO TOTAL REQUERIDO (TRC)	

De acordo com a regulação do sistema elétrico, as Distribuidoras devem ter nível de contratação dentro do limite regulatório (atualmente entre 100% e 105% de sobrecontratação), sendo que a contratação dentro desse limite tem repasse tarifário integral, com a contrapartida contabilizada como ativo financeiro setorial. O montante que ficar fora da faixa regulatória, e que seja considerado voluntário pelo regulador, é risco da distribuidora. O nível de contratação da Companhia nos três primeiros meses de

2019 é de 101,4%, dentro, portanto, do limite regulatório. Garantindo, assim, o repasse integral à tarifa dos custos com energia comprada.

Energia Faturada⁴

Celesc Distribuição S.A. | Energia Faturada por Classe de Consumo (em GWh)

Classe de Consumo	Nº Unidades Consumidoras**			Consumo (GWh)		
	mar/18	mar/19	Δ	1T18	1T19	Δ
Mercado Cativo	2.920.436	2.996.564	2,6%	4.261	4.649	9,1%
Residencial	2.289.794	2.353.651	2,8%	1.588	1.838	15,7%
Industrial	103.782	107.387	3,5%	616	609	-1,1%
Comercial	264.890	272.990	3,1%	902	981	8,8%
Rural	234.609	234.689	0,0%	397	344	-13,4%
Suprimento de Energia	32	33	3,1%	386	493	27,8%
Demais Classes	27.329	27.814	1,8%	373	384	3,1%
Poder Público	22.910	23.168	1,1%	113	122	7,8%
Iluminação Pública	754	800	6,1%	164	164	-0,4%
Serviço Público	3.285	3.453	5,1%	92	94	2,3%
Consumo Próprio	380	393	3,4%	3	4	45,8%
Consumidores Livres	842	981	16,5%	2.057	2.175	5,8%
Industrial	520	581	11,7%	1.778	1.854	4,2%
Comercial	293	375	28,0%	221	257	16,2%
Rural	7	7	0,0%	14	14	-1,2%
Suprimento*	22	18	-18,2%	43	51	16,9%
Mercado Total	2.921.278	2.997.545	2,6%	6.318	6.824	8,0%
Residencial	2.289.794	2.353.651	2,8%	1.588	1.838	15,7%
Industrial	104.302	107.968	3,5%	2.394	2.463	2,9%
Comercial	265.183	273.365	3,1%	1.123	1.238	10,2%
Rural	234.616	234.696	0,0%	411	358	-12,9%
Demais Classes	27.329	27.814	1,8%	373	384	3,1%
Suprimento	54	51	-5,6%	429	543	26,7%

* Passível de recontabilização pela CCEE.

** Número de Unidades Consumidoras (UC) conforme consumo faturado.

Conforme tabela acima, a energia fornecida para o Mercado Cativo apresentou alta de 9,1% no trimestre relativamente ao primeiro trimestre de 2018, atingindo 4.649 GWh, desempenho influenciado diretamente pela significativa expansão da classe Residencial (15,7%), registrando 1.838 GWh (+250 GWh), e Comercial, que apresentou elevação 8,8%, totalizando 981 GWh (+79 GWh) no trimestre. O aumento no Mercado Cativo decorreu, fundamentalmente, do aumento da temperatura, principalmente, nos meses de janeiro e fevereiro, e do crescimento da atividade econômica catarinense (bem acima da nacional).

O Mercado Livre⁵, conforme movimento que vem ocorrendo desde 2015, apresentou elevação de 5,8% (+118 GWh) no trimestre, devido ao aumento do número de consumidores livres, registrando 981 unidades consumidoras em março de 2019, incremento de 139 unidades (aumento de 61 na Classe Industrial e 82 na Classe Comercial) em comparação ao 1T18, quando perfizer 842 consumidores livres. A elevação no Mercado Livre é resultante da migração de consumidores do Mercado Cativo, concentrando-se em consumidores de médio porte nas classes Industrial e Comercial.

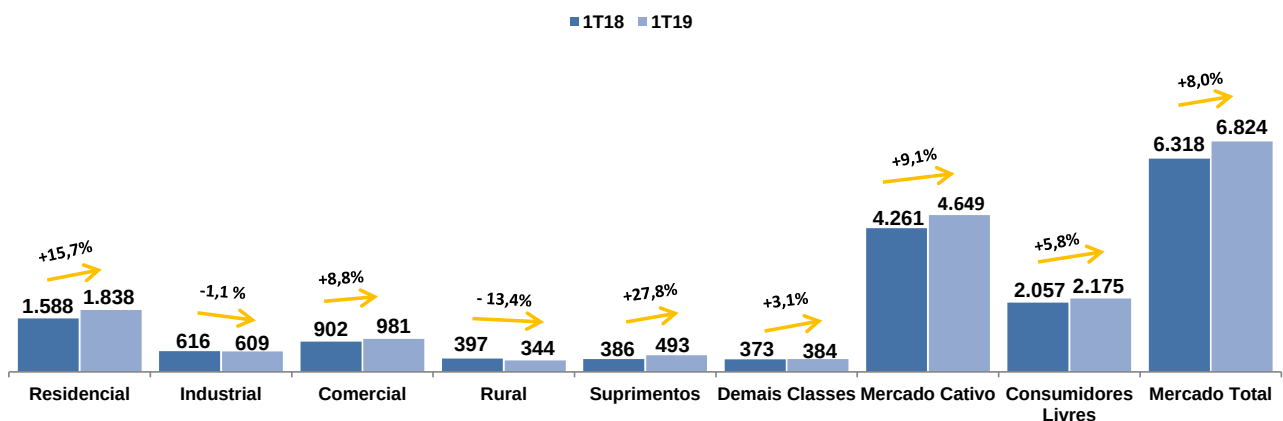
⁴ A partir do 4T17 a energia distribuída considerada é a faturada, sendo que nos trimestres anteriores considerávamos a energia medida.

⁵ Os atuais critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos em 1998, pela Lei nº 9.648/1998, que criou dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. O primeiro grupo é composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV – em geral as unidades consumidoras do subgrupo A3, A2 e A1. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 07 de julho de 1995 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia. O segundo grupo, composto pelas unidades consumidoras com demanda maior ou igual que 500 kW atendidos em qualquer tensão, também podem escolher seu fornecedor, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada.

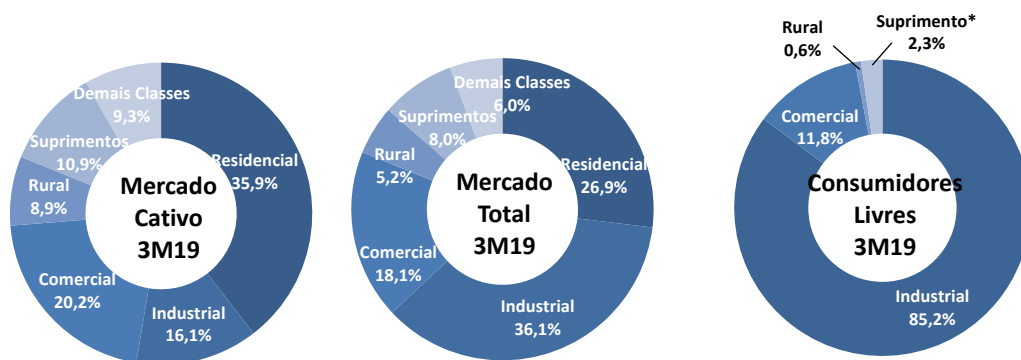
A migração do Mercado Cativo para o livre é uma liberalidade do consumidor, não impactando economicamente no resultado da distribuidora visto que toda energia migrada é passível de descontração ou considerada como sobra involuntária, e a receita da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD permanece inalterada, pois o consumidor continua pagando pelo serviço.

O gráfico abaixo apresenta a participação de cada classe de consumo no Mercado Cativo, entre os consumidores livres e no mercado total (cativo + livre):

Energia Faturada por Classe de Consumo (GWh)

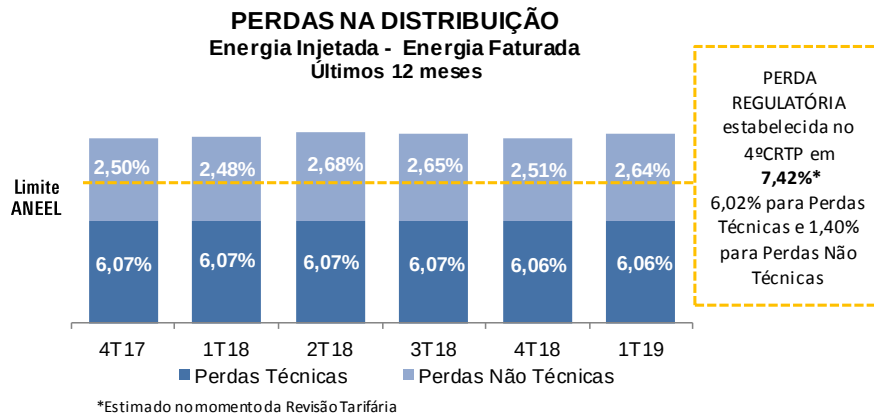


O gráfico abaixo apresenta a participação de cada classe de consumo no Mercado Cativo, entre os consumidores livres e no mercado total (cativo + livre):



Perdas na Distribuição

De acordo com a última Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição (4CRT), a perda regulatória da distribuição foi estimada em 7,42% sobre a energia injetada no sistema de distribuição da concessionária. Desse total, 6,02% referem-se ao volume de perdas técnicas e 1,40% de perdas não técnicas. Em 2019 as perdas globais representam 8,70% de energia injetada, sendo 6,06% referentes às perdas técnicas definidas pelo PRODIST – Módulo 7, revisado no início de cada ano, ajustando, assim, a média móvel de 12 meses, e 2,64% correspondem às perdas não técnicas, apurada por diferença. O gráfico a seguir apresenta a evolução das perdas na distribuição na área de concessão da Companhia:

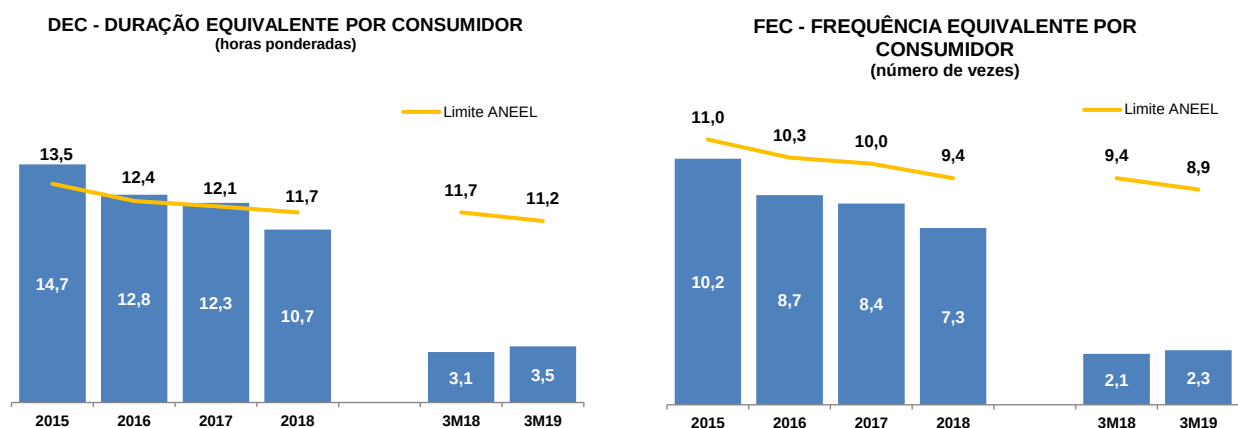


Desta forma, as perdas totais ficaram 1,28% acima do limite coberto pela tarifa, perfazendo um valor estimado sem cobertura tarifária acumulada de janeiro a março de 2019 de R\$31,1 milhões, sendo R\$3,1 milhões de perdas técnicas, R\$25,1 milhões de perdas não técnicas e R\$2,9 milhões de perdas na rede básica.

A Companhia executa de forma contínua força tarefa no sentido de reduzir e recuperar estas perdas, atuando para sua detecção, identificando os casos de suspeita de irregularidade por meio de algoritmo (verificação *online*), procedimento contínuo e focado na identificação de casos de fraude e/ou deficiência técnica, além de integração de sistemas corporativos, revisão de processos de trabalho (metas de fiscalização), implantação de sistemas antifurto e regularização das ligações clandestinas, visando convergir aos limites regulatórios dentro do atual ciclo tarifário.

Qualidade da Energia Elétrica

O índice DEC (duração média das interrupções por unidade consumidora) da Celesc Distribuição foi de 3,5 horas em 2019, valor 11,2% acima do verificado no mesmo período de 2018. Neste mesmo período, o FEC (número de interrupções por unidade consumidora) foi de 2,3 interrupções, 7,1% acima do verificado no mesmo período de 2018.



Esses critérios são definidos no [Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST](#), que estabelece todos os anos, para as Distribuidoras, limites para os indicadores globais de interrupção (DEC e FEC), sendo que a violação dos limites individuais (DIC, FIC e DMIC) gera compensação por parte das distribuidoras aos consumidores afetados, ocorrendo de forma automática via crédito na fatura em até dois meses após o período de apuração.

No primeiro trimestre de 2019 a violação dos indicadores de qualidade em sua forma individual gerou créditos ao consumidor no valor de R\$8,3 milhões para a Celesc Distribuição, 112% superior ao registrado no primeiro trimestre de 2018, quando assinalou R\$3,9 milhões.

No caso do descumprimento das metas globais anuais do DEC ou FEC por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato ou termo aditivo ao contrato de concessão, a concessionária fica proibida de distribuir aos acionistas dividendos ou realizar pagamento de juros sobre o capital próprio – JCP, quando esses valores, isoladamente ou em conjunto, superarem 25% do lucro líquido. A limitação à distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio vigora a partir de 1º de janeiro do ano civil subsequente ao ano do descumprimento, permanecendo até que os parâmetros regulatórios sejam performados ([Resolução Normativa nº 747 de 2016](#)). Desta forma, como a Companhia descumpriu as metas globais do DEC nos anos de 2016 e 2017, ficou limitada a distribuição de dividendos e/ou JCP no mínimo legal, 25%.

2.1.2 – Desempenho Econômico-Financeiro

Celesc Distribuição S.A. | Principais Indicadores Financeiros (IFRS)

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receita Operacional Bruta	2.900,6	3.427,5	18,2%
Deduções da Receita Operacional	(1.159,0)	(1.335,8)	15,3%
Receita Operacional Líquida	1.741,6	2.091,7	20,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.625,4)	(1.970,7)	21,2%
<i>Custos com Energia Elétrica</i>	<i>(1.277,8)</i>	<i>(1.576,4)</i>	23,4%
<i>Despesas Operacionais</i>	<i>(347,6)</i>	<i>(394,3)</i>	13,4%
Resultado das Atividades	116,3	120,9	4,0%
EBITDA	167,6	174,6	4,2%
<i>Margem EBITDA IFRS, ex-Receita de Construção (%)</i>	<i>10,2%</i>	<i>8,8%</i>	
Resultado Financeiro	(18,5)	(25,5)	37,7%
LAIR	97,7	95,4	-2,4%
IR/CSLL	(40,3)	(43,1)	
Lucro/Prejuízo Líquido	57,4	52,3	-8,9%
<i>Margem Líquida IFRS, ex-Receita de Construção (%)</i>	<i>3,5%</i>	<i>2,6%</i>	

Destaques do Resultado

Os principais destaques no resultado da Celesc Distribuição no período foram:

- Aumento de 18,2% na ROB (Receita Operacional Bruta) no trimestre, resultado, fundamentalmente, da expansão das rubricas *Fornecimento de Energia Elétrica*, *Energia de Curto Prazo* e *Disponibilidade de Rede Elétrica* (TUSD), conforme detalhado nos respectivos tópicos;
- A ROL (Receita Operacional Líquida) apresentou elevação de 20,1% no trimestre, influenciada diretamente pela expansão da ROB;
- Acréscimo de 21,2% no trimestre nos Custos e Despesas Operacionais, tendo os *Custos com Energia* (Gasto não Gerenciável) e as *Despesas Operacionais* (Gasto Gerenciável) ampliado 23,4% e 13,4%, respectivamente;
- O EBITDA assinalou aumento de 4,2% no trimestre, conforme detalhado na devida sessão;
- Resultado Líquido positivo de R\$52,3 milhões, valor 8,9% inferior ao registrado no 1T18, contudo reverteu o prejuízo de R\$27 milhões do 4T18, decorrente dos motivos expostos acima.

Considerando que a companhia não apresentou efeitos não recorrentes no trimestre, tanto o EBITDA e o Lucro IFRS foram similares ao EBITDA e Lucro ajustado.

Celesc Distribuição S.A. | Resultado Ajustado*

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
EBITDA Ajustado	167,6	174,6	4,2%
<i>Margem EBITDA Ajustada, exclui Receita de Construção (%)</i>	<i>10,2%</i>	<i>8,8%</i>	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado	57,4	52,3	-8,9%
<i>Margem Líquida Ajustada, exclui Receita de Construção (%)</i>	<i>3,5%</i>	<i>2,6%</i>	

* IFRS - Itens Não-Recorrentes. Cálculo das margens excluem Receita de Construção.

Receita Operacional Bruta
Celesc Distribuição S.A. | Receita Operacional Bruta

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	2.900,6	3.427,5	18,2%
Fornecimento de Energia Elétrica**	1.687,8	1.952,4	15,7%
Suprimento de Energia	74,8	107,3	43,5%
Ativo Regulatório	(4,4)	(253,1)	5623,1%
Energia Elétrica de Curto Prazo	41,5	212,2	411,3%
Disponibilização Rede Elétrica (TUSD)**	814,7	1.110,3	36,3%
Doações e Subvenções*	187,5	177,0	-5,6%
Renda de Prestação de Serviços	0,6	0,6	7,4%
Serviço Taxado	3,1	3,9	23,7%
Atualização VNR	0,6	1,3	119,6%
Receita de Construção	94,4	115,5	22,3%

* Inclui recebimento de Subsídio CDE referente Decreto Nº 7.891/2013

** Reclassificado no 1T18 com a segregação da receita de TUSD, anteriormente contabilizada como receita de fornecimento, passando a ser contabilizada como Disponibilidade de Rede Elétrica (TUSD)

Abaixo se destacam os principais fatores que influenciaram o desempenho da ROB⁶ em 2019:

- Aumento de 15,7% no trimestre (+R\$264,6 milhões) na rubrica *Receita com Fornecimento de Energia Elétrica*, reflexo do aumento no Mercado Cativo decorrente da expansão de 9,1%, destacando a Classe Residencial, com aumento de faturamento de 31,3% (+R\$298,1 milhões);
- No *Ativo Regulatório/Passivo Regulatório* houve resultado negativo de R\$253,1 milhões (Passivo Regulatório) no trimestre, sendo R\$247,7 milhões na redução de CVA no período. Esta rubrica registra, fundamentalmente, a movimentação da CVA no período, com movimentação negativa no trimestre (reduzindo CVA a receber - Despesa);
- Aumento de R\$170,7 milhões na *Liquidação de Energia de Curto Prazo* devido ao aumento do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças;
- A rubrica *Doações e Subvenções* totalizou R\$177 milhões, sendo R\$160,4 milhões referente aos subsídios tarifários (Decreto nº 7.891/2013);
- Elevação na receita registrada a título de *Disponibilização Rede Elétrica (TUSD)* de 36,3% (+R\$295,6 milhões) no trimestre, destacando-se R\$281,2 milhões referentes à disponibilização de rede elétrica a consumidores livres industriais e R\$43,7 milhões a consumidores livres comerciais. A partir do 1T18 passou a ser contabilizado nesta rubrica, também, a segregação da receita da TUSD de Consumidores Cativos, antes contabilizado no Fornecimento de Energia Elétrica, totalizando no primeiro trimestre de 2019 R\$783,9 milhões, destacando: R\$380,8 milhões à disponibilização de rede elétrica a consumidores cativo industrial, R\$108,0 milhões a consumidores cativo Industrial e R\$189,0 milhões à disponibilização de rede elétrica a consumidores cativo comercial.

Deduções da Receita Operacional Bruta
Celesc Distribuição S.A. | Deduções da Receita Operacional Bruta

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(1.159,0)	(1.335,8)	15,3%
ICMS	(535,2)	(670,4)	25,3%
PIS/COFINS	(259,5)	(305,9)	17,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(344,5)	(345,0)	0,1%
Pesquisa & Desenvolvimento - P&D (0,5% da ROL)	(8,2)	(9,9)	20,4%
Programa de Eficiência Energética - PEE (0,5% da ROL)	(8,2)	(9,9)	20,4%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1,7)	(1,7)	5,0%
Outros Encargos	(1,6)	7,0	524,7%

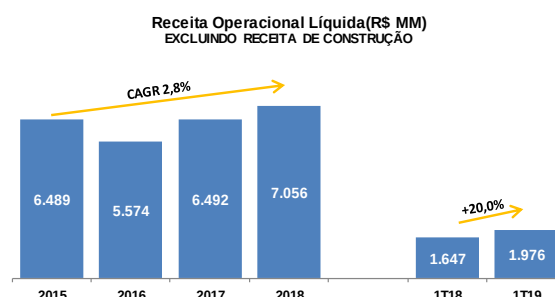
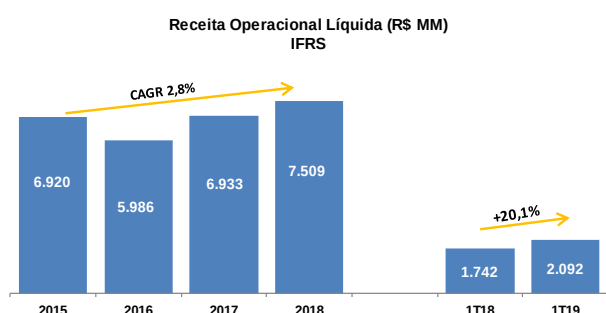
⁶ Exclui a Receita de Construção. Em função das normas contábeis IFRS, tem custo correspondente de mesmo valor registrado nas despesas operacionais e, portanto, não afeta o resultado da Companhia.

As deduções representam 39% da ROB e sua variação, geralmente, segue a variação da ROB. A seguir o detalhamento e os fatores que contribuíram para o aumento no trimestre:

- Aumento de 25,3% em *ICMS*, atingindo R\$670,4 milhões. Este tributo costuma acompanhar a Receita com Fornecimento de Energia Elétrica que teve aumento de 15,7% no trimestre (considerando as transferências do Mercado Cativo para o Livre);
- Aumento de 17,9% em *PIS/COFINS*, registrando R\$305,9 milhões. Esses tributos acompanham a evolução da ROB, sendo que, juntamente com o ICMS, representam 73,1% das Deduções;
- A rubrica *Outros Encargos* registrou R\$7,0 milhões no trimestre devido à baixa da aplicação das Bandeiras Tarifárias referente ao fornecimento não faturado.

Receita Operacional Líquida

A Receita da Celesc Distribuição apresenta evolução média anual de 2,8% nos últimos quatro exercícios, tanto com a Receita de Construção inclusa quanto desconsiderando a Receita de Construção, conforme gráfico abaixo:



Custos e Despesas Operacionais

Celesc Distribuição S.A. | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.625,4)	(1.970,7)	21,2%
Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis	(1.277,8)	(1.576,4)	23,4%
Energia Elétrica Comprada p/ Revenda	(998,9)	(1.314,3)	31,6%
Encargo de Uso da Rede Elétrica	(239,3)	(215,6)	-9,9%
PROINFA	(39,5)	(46,5)	17,8%
PMSO - Despesas Operacionais Gerenciáveis	(181,7)	(203,1)	11,8%
Pessoal	(144,6)	(157,5)	8,9%
Materiais	(3,1)	(3,6)	16,3%
Serviços de Terceiros	(44,9)	(54,8)	22,2%
Outras Receitas / Despesas	10,9	12,7	17,0%
Provisões, líquidas*	(20,2)	(22,0)	9,2%
Depreciação / Amortização	(51,3)	(53,6)	4,6%
Custo de Construção	(94,4)	(115,5)	22,3%

Desconsiderando a rubrica *Custo de Construção* (que tem efeito nulo no resultado), o crescimento dos custos e despesas operacionais foi de 21,2% (+R\$324,3 milhões), totalizando R\$1.855,2 milhões no trimestre. O aumento se deve predominantemente pelos Gastos Não-Gerenciáveis (custo de energia), que cresceram 23,4% (+R\$298,6 milhões).

O PMSO apresentou aumento de 11,8% (+R\$21,4 milhões) em 2019, tendo como principais efeitos: aumento de 8,9% (+R\$12,9 milhões) de despesa com Pessoal e aumento de 22,2% com Serviços de Terceiros (+R\$9,9 milhões) no trimestre.

Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis

A expansão de 23,4% (+R\$298,6 milhões) no trimestre nos custos não gerenciáveis (Parcela A) totalizou R\$1.576,4 milhões e é explicada pelos seguintes motivos:

- i. Alta nas despesas com *Energia Elétrica Comprada para Revenda* (já considerada a redução nas despesas com Energia Elétrica de Curto Prazo), reflexo dos aumentos de 13% na tarifa média de energia comprada de ITAIPU, 2,3% na energia comprada no ambiente regulado (contratos CCEARS/Térmicas) e 39% nos Contratos Bilaterais;
- ii. Redução de 9,9% com os *Encargos de Uso da Rede Elétrica* (sistema de transmissão e distribuição) que acompanham os reajustes/revisões tarifários;
- iii. Aumento de 17,8% (+R\$7,0 milhões), que somam R\$46,5 milhões nas despesas com [PROINFA](#) (Lei nº 10.438/2002).

A tabela abaixo apresenta o custo por modalidade e respectiva participação no mix de tarifas de compra de energia da Companhia:

Celesc Distribuição S.A. | Custos com Energia Comprada por Modalidade de Contratação

Tarifa Média de Energia Comprada por Modalidade (R\$/MWh)*	1T18	1T19	Var. de Preço %	Participação % no MIX 1T18	Participação % no MIX 1T19	Tarifa Média do Reajuste Tarifário** (R\$/MWh)
LEILÃO - CCEAR / Hidro	195,5	194,6	-0,5%	33,9%	35,8%	196,5
LEILÃO - CCEAR / Térmica	178,4	182,5	2,3%	28,9%	28,3%	289,5
ITAIPU	217,4	245,7	13,0%	18,5%	17,1%	242,2
CONTRATOS BILATERAIS	255,3	354,9	39,0%	0,1%	0,0%	350,3
OUTROS	81,5	87,8	7,7%	18,7%	18,8%	102,6
Total - (R\$/MWh)	173,3	179,9	3,8%	100,0%	100%	211,3

* Os dados contém previsões de despesas com compra de energia em função da metodologia utilizada na contabilização. A receita com bandeiras tarifárias não estão contempladas nos cálculos acima. Esta receita é tratada a parte pois a sua cobertura depende das condições hidrológicas, que podem ser alteradas de um mês para o outro.

** Resolução Homologatória 2.436/2018

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais (Ativos e Passivos Regulatórios Parcela A)

A tabela a seguir demonstra o saldo de Ativos e Passivos Regulatórios apurados pela Companhia e acumulados ao final de cada período. Os referidos saldos integram a base de reajustes tarifários da Companhia.

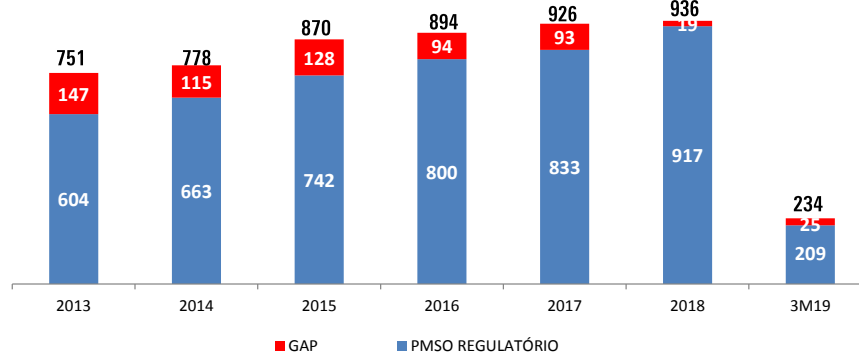
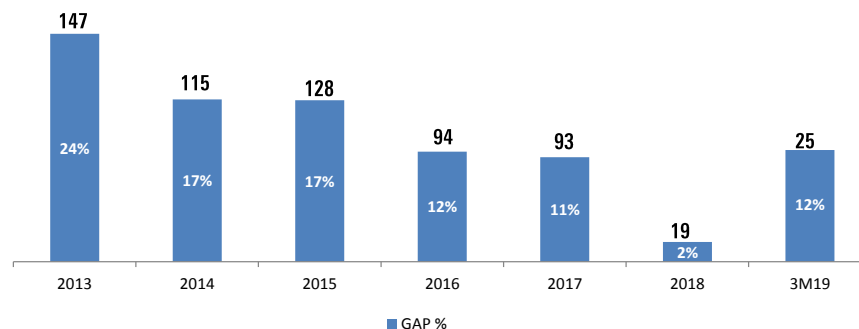
R\$ Milhões	em 31/03/17	em 30/06/17	em 30/09/17	em 31/12/17	em 31/03/18	em 30/06/18	em 30/09/18	em 31/12/18	em 31/03/19
Ativos Regulatórios	129,9	268,1	578,9	680,4	646,8	902,4	1.300,8	906,7	763,6
Passivos Regulatórios	(769,0)	(566,3)	(638,2)	(706,7)	(686,2)	(664,1)	(804,7)	(653,4)	(764,3)
Saldo Líquido	(639,1)	(298,2)	(59,3)	(26,3)	(39,4)	238,3	496,1	253,3	(0,6)

Os ativos regulatórios totalizaram R\$763,6 milhões, sendo que R\$668,3 milhões são referentes à compra de energia, R\$59,9 milhões ao transporte de Rede Básica e de Energia, R\$24,3 milhões relativos à CDE e R\$11,1 milhões relativos ao Proinfa. Já os passivos regulatórios somaram R\$764,3 milhões, sendo que R\$332,0 milhões referem-se aos encargos do sistema, R\$137,1 milhões à CDE, R\$50,4 milhões à sobrecontratação de energia, R\$115,7 milhões correspondentes à neutralidade da Parcela A, R\$106,0 milhões de devolução tarifária e R\$23,1 milhões relativos a outros passivos.

PMSO – Despesas Operacionais Gerenciáveis (Pessoal, Materiais, Serviços e Outros)

Abaixo evolução do PMSO Celesc Distribuição⁷ x PMSO Regulatório estimado pela Companhia. Nos três primeiros meses de 2019, fechamos com R\$25 milhões acima do regulatório, efeito principalmente das despesas com MSO, sendo que a despesa com Pessoal (desconsiderando os efeitos do benefício pós-emprego) ficou dentro do regulatório.

⁷ Gastos de PMSO excluídos os gastos com PDI e benefícios pós-emprego.

PMSO Celesc Distribuição x PMSO Regulatório (R\$ MM)

PMSO Celesc Distribuição x PMSO Regulatório (R\$ MM)


Pessoal

A rubrica *Pessoal e Administradores* é composta pelas despesas incorridas com remuneração dos empregados (incluindo encargos) e com as contribuições regulares aos planos de pensão administrados pela Fundação CELOS (rubrica *Previdência Privada*).

Celesc Distribuição S.A. | Despesas Totais com Pessoal

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Pessoal Total	(144,6)	(157,5)	8,9%
Pessoal e Administradores	(138,1)	(144,5)	4,6%
Pessoal e Encargos	(130,8)	(137,3)	5,0%
Previdência Privada	(7,3)	(7,2)	-1,1%
Despesa Atuarial	(6,5)	(13,0)	98,9%

O aumento da despesa de pessoal total de 8,9% no trimestre foi impactado tanto pelo aumento da *Despesa Atuarial* (+R\$6,5 milhões) quanto pelo aumento de 5,0% (+R\$6,5 milhões) na rubrica de *Pessoal e Encargos*. O acréscimo dessa rubrica decorre, principalmente: aumento de 7,7% no salário fixo devido aos efeitos do reajuste anual previsto no Acordo Coletivo de Trabalho - ACT e aplicação do Plano de Cargos e Salários - PCS, elevação da gratificação de função de 9,7%, aumento de 11,2% nas horas extras (+14,8% em hora extra 50% e +5,1% em hora extra 100%), acréscimo de 13,8% em auxílio alimentação devido ao aumento do número de empregados e elevação de 10,5% em encargos sociais e FGTS (+6,5% em encargos e +3,9% em FGTS).

Previdência Privada e Despesa Atuarial

A Celesc Distribuição é patrocinadora da Fundação Celesc de Seguridade Social – CELOS, que administra os planos de benefícios previdenciários e o plano assistencial de saúde oferecido aos seus empregados. A *Despesa Atuarial* reconhecida na Demonstração de Resultado segue o definido na Avaliação Atuarial Anual dos Benefícios Pós-Emprego realizada por atuários independentes. O valor estimado a ser reconhecido no ano como despesa atuarial no resultado considera tanto o valor a ser contabilizado na despesa de pessoal (despesa atuarial) quanto o valor contabilizado como despesa financeira (atualização da reserva matemática⁸). Nos três

⁸ Nota Explicativa 28a. ITR 2019.

primeiros meses de 2019 foram reconhecidos R\$22,7 milhões, computando-se R\$13 milhões em despesa de pessoal (despesa atuarial) e R\$9,7 milhões como despesa financeira (atualização da reserva matemática).

Celesc Distribuição S.A. | Despesa (receita) Atuarial reconhecida no resultado

R\$ Milhões	Valor a ser reconhecido em 2019	1T2019	2T2019	3T2019	4T2019
Plano Transitório	16,8	4,2	4,2	4,2	4,2
Plano Misto	35,9	9,0	9,0	9,0	9,0
Plano Pecúlio/Outros benefícios	4,8	1,2	1,2	1,2	1,2
Plano de Saúde	33,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Total	90,9	22,7	22,7	22,7	22,7

O quadro a seguir apresenta saldo do Passivo Atuarial em 31 de março de 2019 em comparação ao fechamento de 2018, demonstrando redução das obrigações estimadas da Celesc Distribuição.

Celesc Distribuição S.A. | Passivo Atuarial

R\$ Milhões	em 31 de dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Var. %
Planos de Benefícios Previdenciários	1.024,3	1.002,8	-2,1%
Plano Misto + Plano Transitório	1.024,3	1.002,8	-2,1%
Outros Benefícios Pós-Emprego	980,6	974,6	-0,6%
Plano de Saúde	926,8	920,7	-0,7%
Outros Benefícios	53,8	53,9	0,3%
Total	2.004,8	1.977,3	-1,4%
Curto Prazo	162,6	157,4	-3,2%
Longo Prazo	1842,2	1819,9	-1,2%

Materiais

A rubrica *Materiais* somou R\$3,6 milhões no trimestre, aumento de 16% em relação ao primeiro trimestre de 2018, tendo como principal destaque: (i) elevação de 21% em material de manutenção e conservação das unidades administrativas operacionais; (ii) aumento de 18% em material com Segurança e Medicina do Trabalho; (iii) Ampliação de 18% em material com teleprocessamento (fibras ópticas, redes, cabos, etc.).

Serviços de Terceiros

Os gastos com *Serviços de Terceiros* somaram R\$54,8 milhões no primeiro trimestre de 2019, aumento de 22,2% em relação ao 1T18. O incremento deve-se, dentre outros fatores, ao (i) aumento de 8,8% em serviços com poda e roçada; (ii) aumento de 13% em serviços de manutenção das unidades administrativas e operacionais; (iii) incremento de 172% em serviços de manutenção de linhas e rede de distribuição; (iv) aumento de 13% em serviços com leitura de medidores e Corte e Religamento; e (iv) redução de 66% em Consultoria de Pessoa Jurídica.

Outras Despesas Operacionais
Celesc Distribuição S.A. | Outras Despesas / Receitas Operacionais

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Outras Despesas / Receitas – Total	10,9	12,7	17,0%
Arrendamento e Aluguéis	(4,3)	(4,6)	7,9%
Tributos	(2,2)	(2,9)	31,2%
Perdas líquidas	(7,1)	(11,1)	57,1%
Despesas Diversas*	24,5	31,4	28,3%

* Despesas Diversas: Consumo Próprio de Energia, Publicidade, Multas, Indenizações a Consumidores, Doações/Subvenções, etc.

O item *Outras Despesas Operacionais* registrou o valor de R\$12,7 milhões no primeiro trimestre de 2019, aumento de 17% comparativamente com o mesmo período do ano anterior, quando os gastos foram da ordem de R\$10,9 milhões. Dentre os fatores que contribuíram para a variação no trimestre destaca-se: (i) alta de 7,9% em aluguéis e arrendamentos; (ii) tributos tiveram elevação

de 31,2%; (iii) perdas líquidas com crédito tiveram acréscimo de 57,1%, ressaltando-se que a maior parte destes créditos foram lançados como perda em trimestres anteriores; (iv) consumo próprio assinalou alta de 67%; (v) taxa de arrecadação de convênio registrou receita de R\$8,3 milhões no trimestre; (vi) elevação de 209% em indenizações (Civil e Tributária); e (vii) Violação Padrão Qualidade, alta de 112%.

Provisões e Reversões de Provisões

Celesc Distribuição S.A. | Provisões

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Provisões Líquidas – Total	20,2	22,0	9,2%
Provisões p/ Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa, líquidas	9,8	5,2	46,9%
<i>Provisões de PECLD</i>	10,1	6,0	-40,3%
<i>Reversão de Provisões de PECLD</i>	(0,3)	(0,8)	181,9%
Outras Provisões, líquidas	10,4	16,9	61,7%
<i>Outras Provisões</i>	14,5	23,2	59,9%
<i>Reversão de Outras Provisões</i>	(4,1)	(6,4)	55,2%

Principais variações das Provisões para Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

- (i) As Provisões de PECLD somaram R\$6,0 milhões no trimestre, reflexo do faturamento da Companhia decorrente do reajuste nas tarifas de fornecimento de energia elétrica em agosto 2018;
- (ii) Reversão de Provisão de R\$0,8 milhão.

Principais variações de Outras Provisões para Perdas (Contingências Jurídicas Trabalhistas, Cíveis, Fiscais, Ambientais e Regulatórias)

- (i) As Provisões totalizaram R\$23,2 milhões, valor 59,9% superior ao primeiro trimestre de 2018, quando perfizer R\$14,5 milhões, segregando-se em: (i) Trabalhistas no valor de R\$4,2 milhões (ante R\$2,9 milhões no 1T18); e Cíveis no valor R\$19,0 milhões no trimestre (ante R\$11,1 milhões no 1T18);
- (ii) As Reversões somaram R\$6,4 milhões no trimestre, segregando-se em: (i) Trabalhistas no valor de R\$3,0 milhões; e (ii) Cíveis no valor de R\$3,4 milhões no trimestre.

EBITDA e EBITDA Ajustado (não auditado)

A tabela a seguir apresenta a conciliação do EBITDA societário (ICVM nº 527/12) e também os ajustes de EBITDA (Efeitos Não-Recorrentes).

Celesc Distribuição S.A. | EBITDA IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro / Prejuízo Líquido	57,4	52,3	-8,9%
(+) IR e CSLL	40,3	43,1	6,8%
(+) Resultado Financeiro	18,5	25,5	37,7%
(+) Depreciação e Amortização	51,3	53,6	4,6%
EBITDA IFRS/Ajustado	167,6	174,6	4,2%
<i>Margem EBITDA IFRS/Ajustado, exclui Receita de Construção (%)</i>	10,2%	8,8%	

Considerando que não tivemos efeitos não recorrentes no trimestre, e consequentemente ajustes, o EBITDA Ajustado e a Margem EBITDA Ajustada são similares ao IFRS, tendo aumento de 4,2% no comparativo com o primeiro trimestre de 2018, quando assinalou R\$167,6 milhões. A elevação do EBITDA decorreu: (i) Reajuste Tarifário Médio de 13,86 aplicados em agosto de 2018 aos consumidores da Celesc D; (ii) Acréscimo de 8% no mercado de energia (9,1% Mercado Cativo e 5,8% Mercado Livre) e; (iii) Elevação de 18,2% no mercado faturado, destaque Fornecimento (+15,7%) e Disponibilização da Rede Elétrica (+36,3%).

O EBITDA Regulatório (Valor da Parcela B menos o valor do Custo Operacional Regulatório – PMSO) da Celesc Distribuição registrou R\$238,1 milhões no primeiro trimestre de 2019. A diferença negativa de R\$63,5 milhões entre EBITDA Ajustado e Regulatório pode ser explicadas por: (i) Perdas acima do Regulatório (R\$31,1 milhões); (ii) Pessoal acima do Regulatório (R\$11,0 milhões); (iii) Penalidades DIC e FIC (R\$8,4 milhões); e (iv) Provisões acima do Regulatório (R\$13 milhões).

Resultado Financeiro
Celesc Distribuição S.A. | Demonstrativo do Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receitas Financeiras	39,0	74,1	90,2%
Renda de Aplicações Financeiras	3,9	3,2	-17,5%
Variações Monetárias	3,8	39,2	941,0%
Juros e Acréscimos Moratórios s/ Faturas	22,7	26,6	17,6%
Ativo Regulatório/ Taxas Regulamentares	7,9	6,4	-18,4%
Variação Cambial Energia Comprada	1,4	0,0	-100,0%
Outras Receitas Financeiras	(0,6)	(1,4)	130,4%
Despesas Financeiras	(57,5)	(99,6)	73,2%
Encargos de Dívidas	(19,6)	(45,1)	130,6%
Variações Monetárias	(0,2)	(21,7)	10375,4%
Atualização P&D e Eficiência Energética	(3,8)	(4,0)	5,3%
Variação Cambial Energia Comprada	(1,8)	0,0	-100,0%
Passivo Regulatório/ Taxas Regulamentares	(23,4)	(19,1)	-18,3%
Juros sobre Debêntures	(3,9)	(6,9)	79,2%
Outras Despesas Financeiras	(4,9)	(2,8)	-42,3%
Resultado Financeiro Líquido	(18,5)	(25,5)	37,7%

As Receitas Financeiras somaram R\$74,1 milhões no trimestre, aumento de 90,2% (+R\$35,1 milhões) em relação ao 1T18, destacando-se:

- (i) Aumento de 17,6% de *Juros e Acréscimos sobre Faturas* no trimestre, em decorrência do aumento do faturamento e da inadimplência de curtíssimo prazo, registrando R\$26,6 milhões, incluindo tanto o acréscimo moratório sobre a fatura (R\$17,2 milhões) quanto outros encargos (R\$9,4 milhões) sobre a fatura (multa, juros *in mora*);
- (ii) Acréscimo na rubrica *Variações Monetárias*, que totalizou R\$39,2 milhões no trimestre, dos quais R\$36,5 milhões são referentes ao ganho financeiro com a operação de financiamento em moeda estrangeira com o BID.
- (iii) Redução de 18,4% no trimestre de *Ativo Regulatório e Taxas Regulamentares*, assinalando R\$6,4 milhões, sendo que as variações nesta rubrica advêm da aplicação da SELIC sobre os ativos financeiros setoriais (ativo regulatório).

As Despesas Financeiras totalizaram R\$99,6 milhões no trimestre, expansão de 73,2% (+R\$42,1 milhões). Abaixo estão descritos os principais fatores de influência:

- (i) *Encargos de Dívidas* totalizou R\$45,1 milhões no trimestre, resultado de: juros e encargos reconhecidos sobre o estoque de empréstimos, financiamentos e mútuos e de seu principal indexador (taxa CDI), totalizando R\$35,1 milhões; e reserva matemática, tendo impacto de R\$10,0 milhões no trimestre, mas reduzindo a despesa operacional;
- (ii) *Passivo Regulatório e Taxas Regulamentares* (SELIC) somou R\$19,1 milhões no trimestre, destacando: R\$12,3 milhões referente à atualização monetária do passivo regulatório e R\$6,8 milhões referente aos encargos setoriais da CDE⁹;
- (iii) A rubrica *Variações Monetárias* registrou R\$21,7 milhões, sendo R\$16,8 milhões decorrente da operação de financiamento em moeda estrangeira com o BID;
- (iv) Acréscimo de R\$3,1 milhões em *Juros sobre Debêntures*, registrando R\$6,9 milhões no primeiro trimestre de 2019, resultado das captações realizadas em 2018.

Lucro Líquido e Lucro Líquido Ajustado
Celesc Distribuição S.A. | LUCRO LÍQUIDO IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido - Reportado IFRS	57,4	52,3	-8,9%
(=) Lucro/Prejuízo IFRS/Ajustado	57,4	52,3	-8,9%
<i>Margem Líquida IFRS/IFRS, exclui Receita de Construção (%)</i>	3,5%	2,6%	

⁹ Vide [Comunicado ao Mercado em 25/07/2017 – Termo de Parcelamento de Débitos com o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE](#).

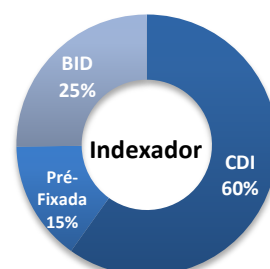
Considerando que não tivemos efeitos não recorrentes no período, o Lucro Ajustado foi similar ao Lucro IFRS.

O Lucro IFRS/Ajustado apresentou redução de 8,9% no comparativo com o mesmo período de 2018, decorrendo fundamentalmente do acréscimo de 21,2% nos Custos e Despesas Operacionais, tendo os Custos com Energia (Gasto não Gerenciável) e as Despesas Operacionais (Gasto Gerenciável) ampliado 23,4% e 13,4%, respectivamente. Por outro lado, a ROB cresceu 18,2% no trimestre devido à expansão do consumo de energia, tanto no Mercado Cativo quanto no Mercado Livre.

Endividamento

Celesc Distribuição S.A. | Posição Empréstimos e Financiamentos

R\$ Milhões	Tx. Anual de Juros	em 31 de Dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Δ
Moeda Nacional				
Empréstimos Bancários	7,40% a 7,67% a.a.	301,1	150,2	-50,1%
Empréstimos Bancários	1,25% a 1,30% a.a + CDI	301,7	301,9	0,1%
Eletrobrás	5,00% a.a + 2% a.a Tx Adm	14,9	11,4	-23,8%
Debêntures	CDI + 1,30%	100,8	102,7	1,9%
Debêntures	CDI + 1,90%	251,7	251,9	0,1%
Finame	2,50% a 9,50%	27,7	25,6	-7,4%
Mútuo Celesc D/G	CDI + 2,5%	92,4	94,4	2,1%
Moeda Estrangeira				
BID	Libor + Funding Margin + Lending Spread a.a.	273,5	316,4	15,7%
Total		1.363,8	1.254,5	-8,0%
Curto Prazo – Circulante		517,9	413,6	
Longo Prazo - Um a Cinco Anos		586,3	333,4	
Longo Prazo - Acima de Cinco Anos		259,6	507,5	



O custo médio da dívida financeira total em Moeda Nacional da Celesc é de 6,02% a.a., sendo 8,36% a.a. o custo médio da dívida atrelada ao CDI e 7,04% a.a. a dívida pré-fixada. A dívida em Moeda Estrangeira está atrelada a variação da *Libor* (*Libor + Funding Margin + Lending Spread a.a.*) conforme contrato com BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID). O prazo médio da dívida financeira total (Moeda Nacional + Moeda Estrangeira) é de 7,68 anos, correspondendo 1,06 anos à parte da dívida indexada ao CDI, 0,41 anos à dívida pré-fixada e 6,24 anos à dívida *Libor* (*Libor + Funding Margin + Lending Spread a.a.*), evidenciando o alongamento dos prazos neste último trimestre. A Companhia vem estruturando o alongamento dos prazos médios da dívida financeira, objetivando novas captações de médio/longo prazo.

Em função das dificuldades enfrentadas pelo Setor Elétrico, a Companhia, como outras empresas do setor, vem recorrendo ao Mercado Financeiro via captação de recursos para atender a necessidade de capital de giro decorrente dos custos com compra de energia elétrica. Dessa forma, a dívida financeira bruta da Celesc Distribuição registrou R\$1.254,5 milhões, decréscimo de 8% em relação ao fechamento de 2018 (-R\$109,3 milhões).

Empréstimos Bancários

A Celesc Distribuição contratou em abril de 2018 a operação de crédito junto ao Banco Safra, por meio da Linha de Crédito Agroindustrial, no valor de R\$150,0 milhões, com prazo de vencimento em 22 de abril de 2019. A amortização da operação se dará no último mês de vigência (*bullet*). A taxa de juros é pré-fixada em 7,40% a.a., com pagamentos mensais. A comissão do negócio (*fee*) foi de 0,40% e a operação se dá com garantia em recebíveis da Companhia, na proporção 1:1 do saldo devedor.

Conforme [Comunicado ao Mercado - Renovação da Operação de Crédito com o Banco Safra](#), divulgado dia 23 de abril de 2019, a Celesc Distribuição realizou a renovação da operação de crédito por um prazo de 12 meses, nas mesmas condições estabelecidas: amortização no último mês (*bullet*), taxa de juros pré-fixada de 7,40% a.a. em pagamentos mensais, com garantia real e com prestação de garantia fidejussória (aval da Celesc Holding).

Em novembro de 2018, a Empresa contratou junto ao Banco Safra, no valor de R\$ 200,0 milhões, um capital de giro (Cédula de Crédito Bancário – CCB), por meio de Linha de Crédito Agroindustrial, com prazo de vencimento de 36 meses, com carência de amortização de 18 meses. Posteriormente ao período de carência, o pagamento das amortizações se dará mensalmente. Os pagamentos dos juros são mensais, sem carência. A taxa de juros é pós-fixada e atrelada ao CDI (CDI+1,30% a.a).

Em outubro de 2018, a Companhia contratou junto ao Banco do Brasil, no valor de R\$ 100,0 milhões, um capital de giro (Cédula de Crédito Bancário – CCB), com prazo de vencimento de 24 meses, com carência de amortização de 12 meses. Posteriormente ao período de carência, o pagamento das amortizações se dará trimestralmente. Os pagamentos de juros são trimestrais, sem carência. A taxa de juros é pós-fixada e atrelada ao CDI (CDI+1,25% a.a).

Ressalta-se que as operações supracitadas, de outubro e novembro de 2018, fazem parte de um mesmo processo de captação de recursos, sendo complementares ao montante total solicitado à época, no valor total de R\$ 300,0 milhões.

Eletrobrás

Os empréstimos e financiamentos contratados destinam-se aos programas de eletrificação rural e outros, sendo que os recursos advêm da Reserva Global de Reversão – RGR e do Fundo de Financiamento da Eletrobrás. Em geral, estes contratos possuem carência de 24 meses, com amortização em 60 meses, sendo alguns superiores a 96 meses, com taxa de juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a. Estes contratos têm como garantias os recebíveis e são anuídos pela ANEEL.

Debêntures

Em maio de 2013, a subsidiária Celesc Distribuição emitiu pela primeira vez 30.000 debêntures não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia fidejussória exercida pela Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – Celesc, captando recursos para serem utilizados para reforço de capital de giro e realização de investimentos pela Companhia. As Debêntures foram objeto de distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 476, de 16 de janeiro de 2009, sob o regime de garantia firme, e fazem jus ao pagamento de juros remuneratórios correspondentes a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos Depósitos Interbancários "DI", acrescidos de uma sobretaxa (*spread*) de 1,30% ao ano, tendo vencimento no prazo de 72 meses, contados da data da emissão (maio de 2019). A Remuneração é paga em parcelas semestrais e consecutivas, sem carência, a partir da Data de Emissão (15 de maio de 2013). A amortização é realizada em 3 parcelas iguais, anuais e consecutivas, sendo a primeira parcela devida a partir do 48º mês, contado da data de emissão. As Debêntures têm como compromisso contratual (*covenant*) apresentar a relação Dívida Líquida/EBITDA inferior a 2 e limite de distribuição de dividendos de no máximo 30%. O saldo devedor em 31 de março de 2019 é de R\$102,7 milhões.

Debêntures – 3ª Emissão Celesc Distribuição

A Celesc Distribuição, conforme [Comunicado ao Mercado - 3ª Emissão de Debêntures Simples pela Celesc Distribuição S.A.](#), emitiu no dia 13 de julho de 2018 a 3ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, junto ao Banco Santander (Brasil) S.A., na qualidade de instituição intermediária líder e do Banco BOCOM BBM S.A. A referida emissão tem como objeto a distribuição pública com esforços restritos de colocação, sob o regime de garantia firme. O valor total de emissão é de R\$250 milhões, em série única e foram emitidas 250 mil Debêntures, ao valor nominal unitário de R\$1 mil, sendo que o valor nominal unitário das Debêntures não será atualizado monetariamente.

A garantia real é a cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes do fornecimento bruto de energia elétrica a clientes da Celesc Distribuição e a Celesc prestará fiança em favor dos titulares das Debêntures, obrigando-se como garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da Escritura da Emissão.

As Debêntures têm prazo de 5 anos, contados da data de emissão, com vencimento no dia 13 de julho de 2023. A remuneração de juros remuneratórios corresponde a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 1,9% a.a., calculados de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos desde a data de subscrição e integralização das Debêntures ou a data de pagamento de Juros Remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento. A amortização será a partir do 18º mês, contados da data de emissão, em parcelas trimestrais e consecutivas, sempre no dia 13 dos meses de janeiro, abril, julho e outubro, sendo o primeiro pagamento devido em 13 de janeiro de 2020 e o último, na data de vencimento, em 13 de julho de 2023, ressalvadas as hipóteses de resgate antecipado facultativo, resgate antecipado em decorrência da indisponibilidade da Taxa DI, ou vencimento antecipado em razão da ocorrência de um dos eventos de inadimplemento previstos na Escritura de Emissão.

A partir do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2,5. O não cumprimento desse indicador financeiro pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida. Os recursos oriundos desta captação ingressaram no caixa da Celesc Distribuição em 10 de agosto de 2018 e serão destinados ao reforço de caixa para gestão ordinária de seus negócios. O saldo devedor em 31 de março de 2019 é de R\$254,3 milhões.

Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID

Em 31 de outubro de 2018, a Celesc Distribuição assinou o contrato de empréstimo (nº 4404/OC-BR (BR-L 1491)) junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, referente à operação de crédito externo para financiamento parcial do Programa de Investimentos em Infraestrutura Energética na área de jurisdição da Companhia. Em 31 de outubro de 2018, foi realizada a assinatura do contrato, conforme divulgado em Fato Relevante [Captação de Recursos junto ao BID - Celesc Distribuição S.A.](#)

O valor total da operação foi de US\$276,05 milhões, com prazo total de 300 meses, com período de carência de amortização de 66 meses. A taxa de juros está atrelada à *Libor* trimestral e sofrerá adição do *Funding Margin* e do *Lending Spread*, ambos do BID.

Ressalta-se que o valor total da operação será desembolsado em tranches periódicas, conforme o avanço físico-financeiro do projeto. O referido empréstimo tem a garantia da República Federativa do Brasil e do Estado de Santa Catarina, e destina-se ao financiamento parcial do Programa Investimentos em Infraestrutura Energética (Programa Celesc+Energia), destinado ampliar e qualificar a distribuição de energia elétrica na área de concessão da Celesc Distribuição.

Os recursos do BID já liberados, destinados aos investimentos, foram convertidos para moeda local no segundo trimestre de 2019.

Finame

Os empréstimos contratados destinaram-se a compra de máquinas e equipamentos, com taxas de juros de 2,5% a.a. a 8,7% a.a. Em caso de inadimplência, a garantia está vinculada aos recebíveis do contratante e estão anuídos pela ANEEL.

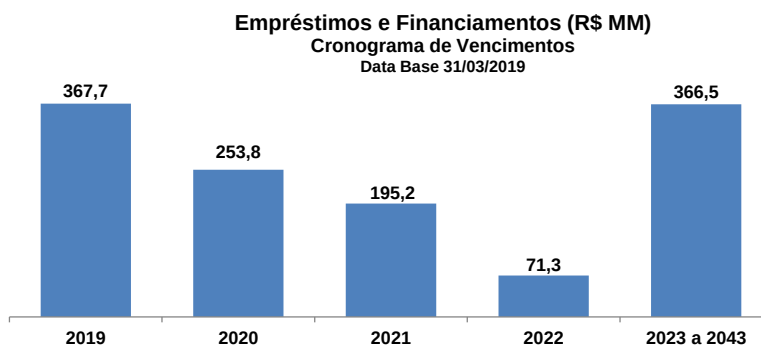
Mútuo Celesc Distribuição S.A com Celesc Geração S.A.

Em 16 de agosto de 2016, a Celesc Geração (Mutuante) e a Celesc Distribuição (Mutuária) firmaram contrato de mútuo, com anuência da ANEEL, pelo prazo de 24 meses e taxa de juros de 125% do CDI. Os pagamentos de juros e amortização do principal foram feitos no fim da operação, em agosto de 2018.

Em 10 de setembro de 2018, as empresas firmaram novo contrato de mútuo no montante de R\$90 milhões, com prazo de vigência de 12 meses. A taxa de juros contratual é de 100% do CDI acrescido de *spread* de 2,5% a.a. O saldo devedor em 31 de março de 2019 é de R\$94,4 milhões (principal + juros).

Cronograma Empréstimos e Financiamentos

O cronograma estimado de vencimento dos empréstimos e financiamentos está disposto no gráfico a seguir:



A Companhia registrou em 31 de março de 2019 dívida financeira representando 1,1x o EBITDA dos últimos 12 meses (1,0x o EBITDA Ajustado) e 0,6x seu Patrimônio Líquido conforme a seguir:

Celesc Distribuição S.A. | Endividamento

Dívida Financeira 1T19			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Δ
Dívida de Curto Prazo	517,9	413,6	-20,1%
Dívida Longo Prazo	845,7	840,8	-0,6%
Dívida Financeira Total	1.363,6	1.254,5	-8,0%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	631,3	679,1	7,6%
Dívida Financeira Líquida	732,4	575,4	21,4%
EBITDA (últimos 12 meses)	529,2	536,2	1,3%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	1,4x	1,1x	
EBITDA Ajustado (últimos 12 meses)	559,7	569,9	1,8%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	1,3x	1,0x	
Patrimônio Líquido	981,3	1.033,6	5,3%
Dívida Fin. Total / Patrimônio Líquido	1,4x	1,2x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	0,7x	0,6x	

Importante destacar que, conforme [Comunicado ao Mercado - Parcelamento CDE](#), de 25 de julho de 2017, a Celesc Distribuição parcelou o saldo no montante de R\$1.166 milhões referente ao encargo CDE junto a CCEE em 30 parcelas, a partir de julho de 2017 (até dezembro de 2019). O saldo devedor em 31 de março de 2019 é de R\$393,1 milhões (Nota Explicativa nº 26 do ITR 2019).

Considerando as Obrigações com Pensão, que somam R\$1.002,8 milhões em 31 de março de 2019, e Outros Benefícios a Empregados (Plano de Saúde, PDVs, outros), no valor de R\$974,6 milhões, a Dívida Líquida Ajustada da Companhia soma R\$1.987,7 milhões, o que representa 3,7x o EBITDA e 1,9x o Patrimônio Líquido da Empresa ao fim do primeiro trimestre de 2019, conforme tabela a seguir:

Celesc Distribuição S.A. | Endividamento + Passivo Atuarial

R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Δ
Dívida de Curto Prazo	517,9	413,6	
Dívida Longo Prazo	845,7	840,8	
Dívida Financeira Total	1.363,6	1.254,5	-8,0%
(+) Passivo Atuarial Líquido	1.431,4	1.412,3	-1,3%
Obrigações com Pensão	1.024,3	1.002,8	-2,1%
Outros benefícios a empregados	980,6	974,6	-0,6%
(-) IR/CSLL diferidos ¹	573,4	565,0	-1,5%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	631,3	679,1	7,6%
Dívida Líquida Ajustada	2.163,8	1.987,7	-8,1%
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA 12M	4,1x	3,7x	
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA Ajust. 12M	3,9x	3,5x	
Dívida Total Ajust. / Patrimônio Líquido	2,8x	2,6x	
Dívida Líquida Ajust. / Patrimônio Líquido	2,2x	1,9x	

¹ ITR 1T19, Nota Explicativa 20.a

Ratings da Celesc Distribuição e da Controladora

A Moody's América Latina Ltda. (Moody's) atribuiu *ratings* de emissor Ba3 em escala global e A1.br em escala nacional à Celesc Distribuição S.A. A perspectiva positiva reflete a expectativa da Moody's de que a Celesc fortalecerá seu fluxo de caixa das operações (antes do *Capex*), impulsionado pelo maior consumo, por conta da recuperação econômica do Brasil, e melhorias nas taxas de perdas regulatórias e indicadores de qualidade de serviço.

Investimentos | CAPEX

Os investimentos realizados pela Celesc Distribuição no primeiro trimestre de 2019 somaram R\$121,9 milhões (sendo R\$78,3 milhões em materiais/serviços, R\$14,1 milhões em mão de obra própria e R\$29,5 milhões de participação financeira do consumidor). A tabela abaixo apresenta o investimento da distribuidora, indicando o que compõe a Base de Remuneração Regulatória - BRR (no inglês, RAB – *Regulatory Assets Base*):

CAPEX - Celesc Distribuição S.A.

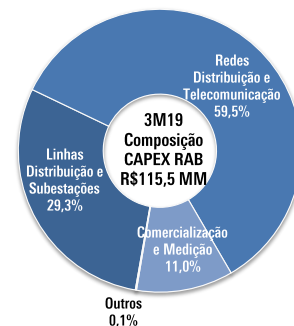
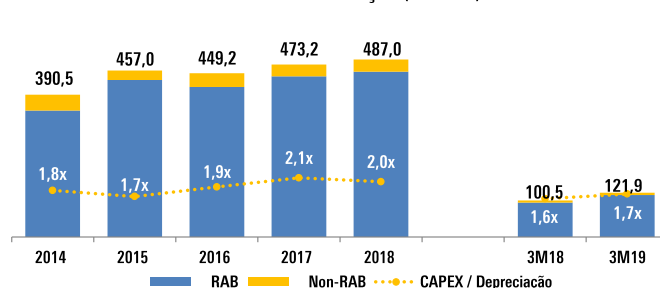
R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Investimentos Distribuição	100,5	121,9	21,3%
RAB *	94,4	115,5	22,3%
Non – RAB	6,1	6,4	4,8%
Depreciação / Amortização	(51,3)	(53,6)	4,6%
Relação CAPEX x Depreciação**	1,6x	1,7x	

* RAB: Regulatory Assets Base

** Exclui Participação Financeira do Consumidor

Os gráficos a seguir ilustram o CAPEX realizado pela empresa nos últimos anos (e sua relação com a depreciação), bem como a composição do CAPEX em ativos elétricos realizados no 3M19, os quais irão compor a Base de Remuneração Regulatória – BRR:

CAPEX Celesc Distribuição (R\$ MM)



Os investimentos na rede de distribuição buscam atender a melhora contínua dos indicadores de qualidade (DEC e FEC) firmados no contrato de renovação da concessão. A demanda de CAPEX RAB no ciclo tarifário em vigor deverá seguir entre 1,6x e 1,9x da depreciação, em linha com a média do setor.

A Celesc Distribuição realizou no primeiro trimestre de 2019 investimentos obrigatórios de R\$3,2 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)¹⁰ e R\$2,6 milhões em Eficiência Energética¹¹.

Para ano de 2019, conforme [Comunicado ao Mercado Orçamento de Investimento 2019](#), o orçamento aprovado para materiais e serviços, incluindo a participação financeira do consumidor, é de R\$531,7 milhões, sendo R\$404,7 milhões para Sistemas de Distribuição, R\$45,6 milhões para Instalações Gerais e TI e R\$81,4 milhões de Apropriação de Mão-de-Obra.

2.1.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Distribuição S.A.

Exposição contratual 2014 – Despachos ANEEL nº 2.642/15 e nº 2.078/16

Em 2015 a ANEEL apurou as exposições contratuais das distribuidoras referentes ao ano de 2014, divulgando os montantes de exposição involuntária através do Despacho nº 2.642/2015. Para a Companhia, foi apurado o montante de 117,2MW de exposição contratual, sendo 64,36MW reconhecidos como involuntários. Em face de tal Despacho, foi apresentado recurso à ANEEL que pautou-se em 3 (três) pontos: (i) 2MW decorrentes de consumidores que a ANEEL entendeu terem retornado ao mercado cativo por ato voluntário da Celesc Distribuição, o que não ocorreu, pois retornaram por ordem judicial, ou ainda foram apenas desligados; (ii) 15,818MW relativos a erro material no preenchimento de formulário de declaração no leilão A-1 de 2013, posto que referido montante de energia foi declarado em campo diverso do formulário, além do fato de referidos montantes já terem sido declarados em outros dois leilões (A-0 de 2013 e A-0 de 2014) os quais foram frustrados; e (iii) 35,02MW decorrentes de variação extraordinária de mercado ocorrida a partir de intensiva onda de calor que assolou o estado no 1º Trimestre de 2014, e consequentemente um crescimento anual da ordem de 6,7% no mercado, contra um histórico de 2,5%. Diante da inoperância de mecanismos de ajuste

¹⁰ O programa de P&D da ANEEL atualmente é regido pela Lei nº 9.991 de 2000 e suas alterações, sendo regulamentado pelas Resoluções Normativas nº 316 de 2008 e nº 504 de 2012 e normas correlatas.

¹¹ O Programa de Eficiência Energética regulada pela ANEEL – PEE foi criado pela Lei nº 9.991 de 2000.

contratual em 2013 e 2014, o referido crescimento extraordinário do mercado não pôde ser ajustado, gerando a exposição contratual da ordem de 1,5% do mercado.

Através do Despacho nº 2.078/2016, a Companhia teve reconhecido no mérito parcial provimento, de modo a: a) considerar mais 2 MWmédios como exposição involuntária relativa à cessação de atividades e retorno ao mercado cativo de consumidores especiais; e b) considerar mais 15,818 MWmédios como exposição involuntária, em razão do reconhecimento de erro material no preenchimento da declaração de necessidades de energia para o Leilão A-1 de 2013. Diante do Despacho, a exposição considerada pelo Órgão Regulador como voluntária passou de 52,84 MWmédios para 35,02 MWmédios, sendo assim, a Companhia reconheceu no resultado do 2º trimestre de 2016 o valor de R\$256 milhões referente a exposição voluntária em 2014, com a contabilização do montante de R\$225 milhões na conta de Ativos/Passivos Financeiros da Receita Operacional Bruta, com efeito negativo, e R\$31 milhões como despesa financeira (atualização da sobrecontratação).

A Celesc Distribuição ingressou com Ação Judicial em 2016 objetivando questionar o Despacho nº 2078/2016, a fim de obter o reconhecimento integral das exposições contratuais como involuntárias, ao mesmo tempo em que requereu a concessão de medida liminar para suspender a aplicação de redutor tarifário de R\$ 256 milhões, previsto para ser aplicado juntamente com a homologação do processo de Revisão Tarifária Periódica que ocorreria até 22 de agosto de 2016.

Após o ingresso da ação judicial, obteve-se a concessão de liminar para afastamento da aplicação do redutor tarifário mencionado, decisão está atendida pela ANEEL quando da homologação da Revisão Tarifária, sendo que no momento a companhia permanece discutindo o mérito da ação em juízo, buscando o reconhecimento integral da exposição contratual como involuntária, e assim eliminando qualquer redutor tarifário, bem como, aplicação de penalidades pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

No decorrer de 2017, a juíza titular do processo que discute a exposição contratual de 2014, após apreciar a manifestação da ANEEL quanto aos argumentos apresentados pela Celesc Distribuição, decidiu por manter a liminar anteriormente concedida, constituindo uma condição de estabilização ao processo.

Mais recentemente, houve publicação de sentença de mérito, sendo que o processo se encontra atualmente em fase recursal perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região.

Exposição contratual 2014 – Penalidades CCEE

Em 14 de outubro de 2016, a CCEE emitiu o Termo de Notificação nº 1438/2015, dada a não apresentação pela Companhia de garantia física ou cobertura contratual para atender a cem por cento de seu mercado, tendo como referência a contabilização realizada em janeiro de 2015, referente ao ano de 2014, indicando a penalidade técnica aplicável no valor de R\$ 77 milhões.

Em face desse Termo de Notificação, a Empresa apresentou contestação requerendo: (i) a sustação da aplicação da penalidade apurada até as decisões finais de mérito das ações judiciais em que a Celesc Distribuição discute com a ANEEL as exposições contratuais de 2014; e (ii) a revisão da penalidade após o estabelecimento em caráter definitivo dos montantes de exposição contratual involuntária, assim como os montantes de energia a serem considerados para a rodada do MCSD *ex-post* de 2014, caso seja mantida alguma falta de lastro contratual para o ano de 2014.

Em 22 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da CCEE – CAD decidiu, em sua 903ª reunião, indeferir os argumentos de defesa apresentados na contestação do TN nº 1438/2015.

Em 4 de janeiro de 2017, a Celesc Distribuição apresentou impugnação à tal decisão, sendo que em 10 de janeiro de 2017, em sua 905ª reunião, o CAD enfrentou as alegações apresentadas pela Companhia e decidiu na deliberação nº 0036 pelo encaminhamento à ANEEL do Pedido de Impugnação apresentado.

Face aos fatos apresentados, a ANEEL, através do Despacho nº 180/2017, decidiu não conceder efeito suspensivo ao Pedido de Impugnação interposto pela Celesc Distribuição em face da decisão emitida pela CCEE em sua 903ª Reunião, que indeferiu os argumentos de defesa apresentados na contestação ao Termo de Notificação nº 1.438/2015.

Na 7ª reunião pública da diretoria da ANEEL, realizada em 07 de março de 2017, considerando o exposto e o que consta no Processo nº 48500.000391/2017-12, votou por conhecer do Pedido de Impugnação, com pedido de efeito suspensivo, interposto pela Celesc

Distribuição, em face de decisão emitida pela CCEE na 903ª Reunião, referente ao Termo de Notificação nº 1.438, de 2015, e, no mérito, negar-lhe provimento. Porém, houve pedido de vistas do relator, postergando a decisão.

Após o pedido de vistas, o Pedido de Impugnação foi novamente apreciado pela Diretoria da ANEEL na 19ª Reunião Pública Ordinária, conhecendo-o, e, no mérito, negando-lhe provimento, conforme consta no Despacho nº 1.489/2017.

Sequencialmente, a Companhia ingressou com ação judicial (autos nº 1005589-77.2017.4.01.3400) em face da CCEE e da ANEEL pleiteando a concessão de medida liminar com a finalidade de suspender a exigibilidade da penalidade imputada à Celesc Distribuição até que o processo judicial que discute a exposição contratual de 2014 tenha seus desdobramentos, assim como o processo judicial que a UHE Jirau move em face da ANEEL, também alcance sua apreciação definitiva de mérito, sendo estes dois fatores que impactam diretamente na manutenção da penalidade aplicada.

Após apreciação do pedido formulado, a juíza titular do processo proferiu decisão *“suspendendo a cobrança, pelas Requeridas, da importância retro mencionada, como de qualquer outra importância (de caráter punitivo ou não), por força de exposição (reputada voluntária) da parte requerente em 2014”*. Deste modo, encontra-se suspensa a cobrança da penalidade aplicada pela CCEE.

Bandeiras tarifárias

O Governo Federal, por meio do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, estabelecendo que as bandeiras deveriam ser acionadas sempre que as variações dos custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo afetassem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. O mecanismo tem servido de sinalizador para o consumidor estar atento ao consumo durante situações de baixa hidraulicidade.

Para o ano de 2017, por meio da Audiência Pública nº 091/2016, foram definidas pela ANEEL novas faixas de acionamento e os adicionais, considerando a atualização dos dados e a distribuição dos custos entre os patamares.

No dia 24 de outubro de 2017, durante Reunião Pública da Diretoria da ANEEL, foi aprovada a abertura de audiência pública nº 061/2017, para discutir a revisão da metodologia das bandeiras tarifárias e dos valores de suas faixas de acionamento. Excepcionalmente para o mês de novembro, já vigorou o valor adicional proposto para a audiência, de R\$ 50,00/MWh, considerando a bandeira vermelha patamar 2. Conforme a proposta, o valor do adicional da bandeira amarela caiu de R\$ 20,00 para R\$ 10,00/MWh e o adicional de R\$ 30,00/MWh foi especificado como bandeira vermelha patamar 1.

Após o período de contribuições recebidas na primeira fase da Audiência Pública nº 61/2017, ocorrido de 26 de outubro a 27 de dezembro de 2017, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392/2018, de 24 de abril de 2018, ratificou as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias. As definições, metodologias e procedimentos de aplicação são tratados no submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de maio de 2018. Havia sido propostos na abertura da audiência pública nº 061/2017, em 24 de outubro de 2017, durante Reunião Pública da Diretoria da ANEEL.

Adicionalmente, em outra etapa da mesma Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 24 de abril de 2018, quando as faixas e os adicionais propostos foram ratificados, estabeleceu-se uma nova fase para a mesma Audiência Pública. O período para envio de contribuições foi de 25 de abril de 2018 a 11 de junho de 2018, por intercâmbio documental, com a finalidade de obter subsídios para tratar, exclusivamente, da metodologia de repasse da Conta Bandeiras.

Segue quadro resumo com histórico das bandeiras tarifárias praticadas na área de concessão da Celesc Distribuição:

Histórico Bandeiras Tarifárias	
Mês	Bandeira
jan/17	Verde
fev/17	Verde
mar/17	Amarela
abr/17	Vermelha-Patamar 1
mai/17	Vermelha-Patamar 1
jun/17	Verde
jul/17	Amarela
ago/17	Vermelha-Patamar 1
set/17	Amarela
out/17	Vermelha-Patamar 2
nov/17	Vermelha-Patamar 2
dez/17	Vermelha-Patamar 1
jan/18	Verde
fev/18	Verde
mar/18	Verde
abr/18	Verde
mai/18	Amarela
jun/18	Vermelha-Patamar 2
jul/18	Vermelha-Patamar 2
ago/18	Vermelha-Patamar 2
set/18	Vermelha-Patamar 2
out/18	Vermelha-Patamar 2
nov/18	Amarela
dez/18	Verde
jan/19	Verde
fev/19	Verde
mar/19	Verde

Para a contabilização na Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A – CVA, no tocante ao valor arrecadado para as Bandeiras Tarifárias a partir de janeiro de 2018, observa-se a metodologia definida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Despacho nº 4.356/2017.

Prorrogação da Concessão – Medida Provisória – MP nº 579/12, Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 8.461/15

No ano de 2016 iniciou-se o acompanhamento das condicionantes para a manutenção da concessão, conforme estabelecido no Termo Aditivo assinado.

O novo aditivo, que prorroga prazo de concessão por 30 anos, impõe condicionantes de eficiência à distribuidora perante a qualidade do serviço, e também quanto à sustentabilidade da gestão econômico-financeira. Durante os primeiros cinco anos do novo contrato, o descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará a extinção da concessão. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos, ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos, implicará na abertura do processo de caducidade. Adicionalmente, ao longo de todo o período contratual, o descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos ocasionará a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio ao mínimo legal ([Resolução Normativa nº 747 de 2016](#)), enquanto que o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira provocará a necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores.

A seguir seguem as metas a serem seguidas pela Celesc Distribuição nos primeiros 5 anos da prorrogação:

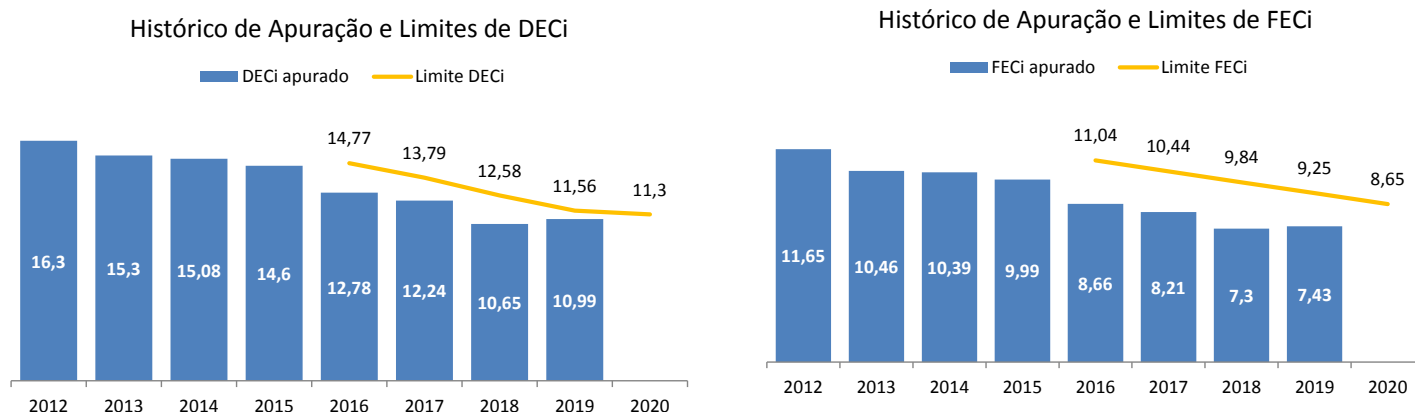
ANO	GESTÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA	INDICADORES DE QUALIDADE (LIMITE ESTABELECIDO)		VERIFICAÇÃO
		DEC _i ¹	FEC _i ¹	
2016		14,77	11,04	ATENDIDO
2017	LAJIDA ≥ 0	13,79	10,44	ATENDIDO
2018	{LAJIDA(-)QRR} ≥ 0	12,58	9,84	ATENDIDO
2019	{DÍVIDA LÍQUIDA/[LAJIDA(-)QRR ²]} ≤ 1/0,8*SELIC ³	11,56	9,25	
2020	{DÍVIDA LÍQUIDA/[LAJIDA(-)QRR]} < 1/1,11*SELIC	11,30	8,65	

¹ DEC_i – Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FEC_i – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

² QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, acrescido do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 (doze) meses a aferição de sustentabilidade econômico-financeira;

³ Selic: limitada a 12,87% a. a.

O gráfico abaixo apresenta o acompanhamento dos indicadores de qualidade até o final do primeiro trimestre de 2019 (acumulados últimos 12 meses):



Em relação ao desempenho da Companhia, a Celesc Distribuição cumpriu a exigência de LAJIDA ajustado maior ou igual a zero para o ano de 2017. A divulgação mais atualizada feita pela 3ª Edição do Relatório de Sustentabilidade das Distribuidoras apurada pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira da ANEEL no período de outubro de 2017 a setembro de 2018, o LAJIDA ajustado acumulado apurado até o terceiro trimestre de 2018 é de R\$ 587 milhões.

Para o ano de 2017, como informado no Desempenho Operacional, embora a Companhia tenha cumprido as metas de DECI e FECI do Contrato de Concessão, não foram atendidas as metas globais (metas do ciclo) do DEC nos anos de 2016 e 2017, de modo que está limitada a distribuição de dividendos e/ou juros sobre capital próprio no mínimo legal, 25%, permanecendo até que os parâmetros regulatórios sejam performados.

Os indicadores de continuidade para o ano civil de 2018 performaram dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL e estão sob análise para a efetiva ratificação e divulgação pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição na ANEEL.

Plano de Resultados

A Celesc Distribuição foi convocada pela ANEEL para participar da segunda tranche das distribuidoras a apresentarem um Plano de Resultados, objetivando a melhoria da qualidade dos serviços sob os aspectos técnico e comercial, além dos aspectos de segurança dos empregados e da população, assim como o monitoramento do indicador de sustentabilidade econômico-financeira, e consequentemente garantir o alcance dos indicadores estabelecidos no Contrato de Concessão.

O Plano de Resultados está associado ao novo modelo de fiscalização estratégica adotado pela ANEEL, tendo como objetivos primordiais a educação e orientação dos agentes do setor de energia elétrica, e a prevenção de condutas violadoras da legislação e dos contratos de concessão. Durante esse processo, a Celesc Distribuição passou inicialmente por uma primeira fase de fiscalização dos serviços técnico e comercial de distribuição de energia elétrica ao longo do ano de 2016, com a análise dos resultados de 2014 e 2015. Para o atendimento à esta metodologia, a Companhia apresentou à ANEEL o Plano de Melhorias, voltado a Duração das Interrupções, Quantidade de Interrupções, Prazos de Atendimento aos Serviços, Qualidade do Atendimento Telefônico e Demandas Internas e Externas.

O Plano de Resultados foi apresentado à ANEEL no final de setembro de 2017, tendo como objetivo definir e apresentar as ações necessárias para o atendimento às demandas regulatórias, promovendo a melhoria dos serviços prestados aos consumidores, de forma também a convergir para o cumprimento do contrato de concessão, prorrogado em 2015, representando assim um ganho de qualidade dos serviços, além de ser uma excelente ferramenta complementar de gestão em busca da manutenção da concessão. O prazo de vigência do Plano de Resultados será de 24 meses, a partir de 10 de setembro de 2017, com controle periódico quadrimestral por parte do órgão regulador.

Já foram encaminhados 4 Relatórios de Acompanhamento, referentes aos primeiros quatro quadrimestres do Plano de Resultados. A Celesc Distribuição foi à Brasília apresentar dois relatórios e a ANEEL veio à Florianópolis em uma oportunidade para conversar sobre

o Plano. A visita da ANEEL deverá se repetir nos próximos meses, para tratar do relatório referente ao período de agosto a dezembro de 2018.

Em maio de 2019 deverá ser enviado o 5º Relatório de Acompanhamento, o penúltimo do Plano.

Revisão Tarifária 2016 - [Resolução Homologatória nº 2.120](#), [Nota Técnica nº 258/2016-SRE/ANEEL](#) e [Nota Técnica nº 287/2016-SGT/ANEEL](#)

A Revisão Tarifária da Celesc Distribuição, aplicada a partir do dia 22 de agosto de 2016, resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da ordem de -4,16%, composto pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de -1,54% (efeito econômico resultante da atualização dos custos de Parcela A e B), do componente financeiro de -0,47% no processo atual e do efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo ordinário anterior, de -2,15%. Na composição do IRT para o período 2016-2017, a Parcela A (custos não-gerenciáveis) sofreu redução de 2,20% em relação aos custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro. A Parcela B (custos gerenciáveis) representou variação de 0,66%. A tabela abaixo detalha a composição dos itens do reajuste:

Participação na Revisão Tarifária 2016 (Resolução Homologatória ANEEL 2.120/2016)		
Parcela A	Encargos Setoriais	-1,73%
	Custos de Transmissão	0,71%
	Compra de Energia	-1,18%
	Total Parcela A	-2,20%
Parcela B		0,66%
Reajuste Econômico (IRT), considerando variação tarifária da RTE		-1,54%
Componentes Financeiros do Processo Atual		-0,47%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-2,15%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		-4,16%

Quanto à remuneração dos ativos da Base de Remuneração Regulatória – BRR, definida para o 4º ciclo tarifário em R\$ 3,0 bilhões líquido (Despacho nº 1.920/16), ficou definido 8,09% referente ao WACC Regulatório real, e taxa de depreciação média em 3,78% a.a.

Reajuste Tarifário Anual 2017 - [Resolução Homologatória nº 2.286](#) e [Nota Técnica nº 236/2017 - SGT/ANEEL](#)

O Reajuste Tarifário da Celesc Distribuição, aplicado a partir do dia 22 de agosto de 2017, resultou em um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da ordem de 7,85%, composto pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de 3,80% (efeito econômico resultante da atualização dos custos de Parcela A e B), do componente financeiro de 2,83% no processo atual e do efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo ordinário anterior, de 1,22%. Na composição do IRT para o período 2017-2018 a Parcela A (custos não-gerenciáveis) sofreu variação de 3,67% em relação aos custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro e a Parcela B (custos gerenciáveis) apresentou variação de 0,13%.

Participação no Reajuste Tarifário 2017 (Resolução Homologatória ANEEL 2.286/2017)		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,17%
	Custos de Transmissão	6,61%
	Compra de Energia	0,21%
	Total Parcela A	3,67%
Parcela B		0,13%
Reajuste Econômico (IRT), considerando a variação tarifária da RTE		3,80%
Componentes Financeiros do Processo Atual		2,83%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		1,22%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		7,85%

Reajuste Tarifário Anual 2018 – [Resolução homologatória nº 2.436 de 13 de agosto 2018](#), [Nota Técnica nº 190/2018-SGT/ANEEL](#).

A ANEEL, no âmbito da Reunião Pública de Diretoria realizada em 13 de agosto de 2018, autorizou o valor do reajuste das tarifas a serem praticadas pela sua subsidiária integral Celesc Distribuição a partir de 22 de agosto de 2018. Ao calcular o reajuste, conforme estabelecido no contrato de concessão, a ANEEL considera a variação de custos associados à prestação do serviço, e leva em conta a aquisição e a transmissão de energia elétrica, bem como os encargos setoriais. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, da ordem de 13,86%, tem a participação de 4,77% de Encargos Setoriais, -1,42% de Custos com Transmissão, 5,08% com Despesas de Energia, 0,06% de Receitas Irrecuperáveis, 0,37% com os Custos da Distribuidora, 7,48% relativo aos Componentes Financeiros do processo atual, e -2,48% relativo à retirada dos Componentes Financeiros do processo ordinário anterior. Na composição da Receita Líquida para o período 2018-2019, a Parcela A (custos não gerenciáveis com encargos, transmissão e energia)

participa com 81,4%. A Parcela B (custos gerenciáveis) representa 18,6%, definida no valor de R\$ 1,5 bilhão. A tabela abaixo detalha a composição dos itens do reajuste:

Participação no Reajuste Tarifário 2018 (Resolução Homologatória ANEEL 2.436/2018)		
Parcela A	Encargos Setoriais	4,77%
	Custos de Transmissão	-1,42%
	Compra de Energia	5,08%
	Receitas Irrecuperáveis	0,06%
	Total Parcela A	8,49%
Parcela B		0,37%
Reajuste Econômico (IRT), considerando a variação tarifária da RTE		8,86%
Componentes Financeiros do Processo Atual		7,48%
Retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-2,48%
Efeito Médio a ser percebido pelos consumidores		13,86%

Consulta Pública MME nº 33/2017 – Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico

Em julho de 2017 o Ministério de Minas e Energia – MME lançou a Consulta Pública nº 33, com o objetivo de consultar a sociedade e os agentes do setor elétrico quanto a proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, cujas diretrizes partiram de novos paradigmas tecnológicos e ambientais que vêm impactando o setor e a regulamentação vigente, bem como diante de fenômenos regulatórios verificados ao longo dos últimos anos, os quais demandam uma revisão estrutural do arcabouço legal, buscando aprimorar o equilíbrio regulatório entre agentes, consumidores e os interesses públicos governamentais, além da redução no nível de judicialização enfrentado pelo setor elétrico atualmente.

Após inúmeras contribuições recebidas pelo MME, a Consulta Pública foi encerrada no final do ano de 2017, com a recente divulgação das diretrizes objetivadas com os novos marcos legais a serem estabelecidos, cujos direcionamentos concentram-se em proporcionar mecanismos de incentivo à eficiência nas decisões empresariais dos agentes do setor, especialmente quanto a segurança do suprimento, investimentos e sustentabilidade socioambiental.

Outra proposta é o fim do regime de cotas para as usinas prorrogadas, com a destinação de parte do benefício econômico para a CDE. A remoção de barreiras para a participação de agentes no mercado, expandindo o mercado livre também é um direcionamento traçado no novo marco legal. O aprimoramento dos critérios de formação do preço de curto prazo também é um desafio a ser enfrentado na nova regulamentação. No âmbito da distribuição, há um direcionamento para a separação entre lastro e energia, com a criação de outros mecanismos de transição para a mitigação dos efeitos da migração de consumidores ao mercado livre. Ainda há um direcionamento para a racionalização dos subsídios e correção de incentivos inadequados para a migração ao mercado livre. Outro ponto abordado é a destinação de recursos da RGR para a indenização dos ativos de transmissão. Há uma revisão nas diretrizes de utilização dos recursos de P&D e incentivos às fontes alternativas de energia. Por fim, há uma rediscussão da estrutura do mercado regulado de distribuição, buscando uma modernização e criação de incentivos. As bases de cálculo para a apuração de penalidades às distribuidoras também serão revistas. Por fim, há uma preocupação em buscar a desjudicialização do risco hidrológico, buscando restabelecer o equilíbrio nas liquidações do mercado de curto prazo.

Todas estas diretrizes foram traduzidas numa minuta de Projeto de Lei divulgada pelo MME, cujo conteúdo parcial foi instruído através da Medida Provisória nº 814/2018, assim como do Projeto de Lei nº 1917/2015. A Medida Provisória citada perdeu sua eficácia, não tendo sido convertida em lei. Em contrapartida, o PL nº 1.917/2015 está avançando na Câmara dos Deputados, estando atualmente aguardando parecer conclusivo.

Pagamento à Celesc Distribuição pela Eletrosul – Indenização Instalações de Transmissão

Em 22 de maio de 2018, por meio do Despacho nº 1.139/2018, a Diretoria da ANEEL ratificou entendimento da área técnica da Agência Reguladora, confirmando a necessidade de pagamento à Celesc Distribuição, pela Eletrosul, do valor de R\$ 46,3 milhões a dupla indenização recebida pela transmissora afetas às instalações de conexão do consumidor ArcelorMittal atendido em 230kV.

Em breve contextualização, a conexão do consumidor ArcelorMittal, à época de sua instalação em Santa Catarina, se deu em 230kV, configurando-se como “Demais Instalações de Transmissão – DIT”, obra esta contratada pela Celesc Distribuição junto a Eletrosul para viabilizar o atendimento nessas características. Para o pagamento dessa contratação, restou celebrado contratualmente entre as empresas o prazo de 5 anos para o pagamento das instalações pela Celesc Distribuição, ficando esta com um recebível regulatório por 30 anos.

Numa avaliação da legislação do setor, a partir da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, restou constatado e ratificado pela ANEEL, após atuação da Celesc Distribuição, que havendo a Eletrosul optado pela prorrogação antecipada de sua concessão de transmissão, houve a indenização referente aos ativos não depreciados ou não amortizados, na forma da Lei e seus regulamentos, aí incluídas as instalações dedicadas ao consumidor ArcelorMittal.

As atuações da Companhia junto a ANEEL para debater o tema iniciaram-se no ano de 2014, estendendo-se até o ano de 2017, quando então houve manifestação formal da ANEEL que acabou por reconhecer o equívoco no procedimento adotado pela ANEEL/União em proceder com a indenização dos ativos não amortizados à Eletrosul e não à Celesc Distribuição, sendo esta a titular deste direito, tendo em vista já ter remunerado as instalações antecipadamente à Eletrosul entre 2002 e 2007 por força do CCT firmado.

Após trâmite regulatório e os termos do acordo de pagamento firmados com a Eletrosul, restou formalizado entre as empresas Termo de Confissão de Dívida, sendo definido o pagamento pela Eletrosul de R\$ 9,6 em 20 de julho de 2018, seguidos de 11 parcelas mensais e sucessivas, equivalentes a 2% do valor devido, cada uma, finalizando com mais 12 parcelas mensais e sucessivas equivalentes a 4,83% do saldo devido, com eventuais ajustes na parcela final.

2.2 – Celesc Geração

2.2.1 – Desempenho Operacional

Produção

O volume total de energia gerada no 1º trimestre de 2019 pelas usinas da Celesc Geração foi de 122,3 GWh, sendo 3,1% superior ao realizado no mesmo período do ano anterior, quando registrou produção de 118,6 GWh.

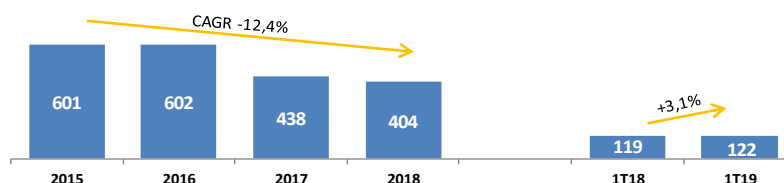
Dentre os fatores que influenciaram a variação, enfatiza-se: desligamento da Usina Salto em decorrência da realização de investimentos (troca das comportas dos geradores), crescimento de produção da Usina Cedros devido ao desligamento no ano anterior para a substituição do conduto forçado e restrições hídricas sofridas pela Usina Bracinho em 2019.

O fator de capacidade global em 2019 foi de 52,9%, representando 1,6 p.p. (pontos percentuais) acima do verificado no primeiro trimestre de 2018 (51,3%).

Celesc Geração S.A. | Produção de Energia Elétrica

Desempenho Operacional (GWh)	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Parque Gerador Próprio	118,6	122,3	3,1%
UHE Palmeiras	40,9	37,4	-8,4%
UHE Bracinho	20,2	14,9	-26,2%
UHE Garcia	6,8	16,4	140,2%
UHE Cedros	0,0	4,4	-
UHE Salto	2,2	0,0	-100,0%
PCH Celso Ramos	9,4	6,4	-31,9%
PCH Pery	27,0	29,1	7,6%
CGH Caveiras	5,6	6,3	12,6%
CGH Ivo Silveira	5,0	5,5	9,5%
CGH Pirai	0,0	0,6	-
CGH Rio do Peixe	0,9	1,0	17,5%
CGH São Lourenço	0,5	0,2	-66,6%
Fator de Capacidade Global	51,3%	52,9%	3,1%

Produção de Energia Elétrica | Parque Gerador Próprio GWh



Todas as usinas do parque gerador próprio participam do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos, no qual as usinas participantes transferem a energia gerada excedente à sua garantia física às usinas que geraram abaixo. Desta forma, a queda na produção verificada no ano não impacta a energia faturada da Companhia.

2.2.2 – Desempenho Financeiro

Celesc Geração S.A. | Principais Indicadores Financeiros

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receita Operacional Bruta	38,3	46,1	20,4%
Deduções da Receita Operacional	(3,8)	(4,3)	11,2%
Receita Operacional Líquida	34,5	41,8	21,4%
Custos e Despesas Operacionais	(10,6)	(9,9)	-7,1%
<i>Custos com Energia Elétrica</i>	(5,5)	(5,3)	-2,8%
<i>Despesas Operacionais</i>	(5,1)	(4,5)	-11,6%
Resultado de Equivalência Patrimonial	0,0	(0,5)	-6757,1%
Resultado das Atividades	23,8	31,5	32,0%
EBITDA	25,3	32,8	29,8%
<i>Margem EBITDA (%)</i>	73,3%	78,4%	
Resultado Financeiro	(1,6)	(0,9)	-41,6%
LAIR	22,2	30,5	37,4%
IR/CSLL	(7,6)	(10,5)	
Lucro/ Prejuízo Líquido	14,7	20,0	36,2%
<i>Margem Líquida (%)</i>	42,6%	47,9%	

Destaques do Resultado

A Receita Operacional Líquida – ROL da Celesc Geração apresentou alta de 21,4% (+R\$7,4 milhões) no primeiro trimestre de 2019, registrando R\$41,8 milhões, devido ao acréscimo do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças e ao aumento de 5% no volume de energia faturada, que decorre da alta do *GSF – Generation Scaling Factor* e do aumento da quantidade de energia adquirida (+1,8 GWh).

Em decorrência, fundamentalmente, do aumento da ROL, o EBITDA teve acréscimo de 29,8% em 2019, totalizando R\$32,8 milhões. Tal aumento aliado à redução das despesas financeiras (líquidas) impactou no acréscimo de 36,2% do lucro líquido do período, registrando R\$20 milhões no primeiro trimestre de 2019.

Celesc Geração S.A. | Resultado Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
EBITDA Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	25,3	32,8	29,8%
<i>Margem EBITDA Ajustada (%)</i>	73,3%	78,4%	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado (IFRS - Não-Recorrentes)	14,7	20,0	36,2%
<i>Margem Líquida Ajustada (%)</i>	42,6%	47,9%	

Como não tivemos efeitos não recorrentes no trimestre, o EBITDA e Lucro ajustados foram similares ao EBITDA e Lucro IFRS.

Receita Operacional Bruta

Celesc Geração S.A. | Receita Operacional Bruta

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	38,3	46,1	20,4%
Fornecimento de Energia	9,1	7,1	-21,9%
Suprimento de Energia	15,7	21,4	36,5%
Energia de Curto Prazo	4,0	5,5	37,4%
Receita Financeira - Juros e Atualização RBO	9,6	12,2	27,0%

A variação positiva de 20,4% no trimestre decorre do aumento de 36,5% (+R\$5,7 milhões) na receita de suprimento de energia e 37,4% (+R\$1,5 milhão) da *liquidação de energia de curto prazo*, explicada principalmente por:

- i. Alta do PLD, que atingiu o preço médio de R\$443,67 no mês de fevereiro (submercados Sudeste e Sul);

- ii. Alta do *GSF* – *Generation Scaling Factor*, chegando a 162,39% e 148,43% nos meses de janeiro e fevereiro de 2019, respectivamente;
- iii. Aumento da quantidade de energia adquirida em 4,5% (+1,8 GWh).

Além disso, a receita financeira decorrente do Retorno da Bonificação de Outorga teve acréscimo de 27% em decorrência do aumento do IPCA, índice de atualização estabelecido em contrato de concessão, que atingiu 1,51% no primeiro trimestre de 2019 (0,70% no 1T18).

A tabela abaixo apresenta as quantidades físicas de energia faturada no primeiro trimestre de 2019 para cada um dos segmentos.

Celesc Geração S.A. | Energia Faturada

QUANTIDADE ENERGIA FATURADA (GWh)	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica	184,5	193,8	5,0%
Industrial	35,1	26,4	-24,9%
Comercial, Serviços e Outros	12,6	10,4	-17,4%
Suprimento de Energia	122,5	134,7	9,9%
Energia de Curto Prazo (CCEE)	14,2	22,3	56,6%
Preço Médio de Venda SEM CCEE (R\$/MWh)	191,98	214,46	11,7%
Preço Médio de Venda COM CCEE (R\$/MWh)	192,62	217,93	13,1%

A energia faturada apresentou alta de 5,0% no trimestre (+9,3 GWh). Esse movimento decorreu devido ao aumento no volume da compra de energia e da alta do *GSF*.

Conforme o quadro abaixo, a RAG (Receita Anual de Geração) das Usinas da Celesc Geração é cobrada mensalmente, de acordo com o especificado na Resolução Homologatória.

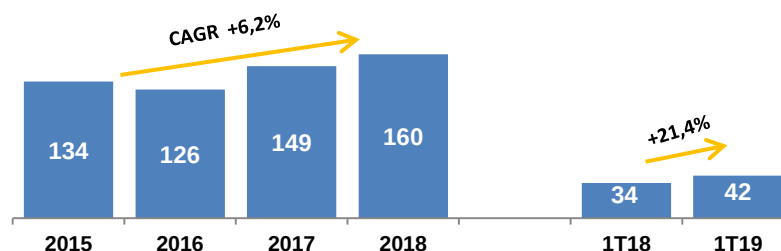
Celesc Geração S.A. | RAG Usinas - Cotas

Usinas	RAG - Cota Mensal	RAG - Cota Anual	Garantia Física em Cotas
UHE Pery	0,4	5,2	100%
UHE Palmeiras	1,6	18,7	70%
UHE Bracinho	1,0	12,2	70%
UHE Garcia	0,8	9,4	70%
UHE Cedros	0,7	8,9	70%
UHE Salto	0,5	6,3	70%

Resolução Homologatória nº 2.421 de 17/07/2018

Receita Operacional Líquida

A Receita Operacional Líquida – ROL teve o reflexo do acréscimo da ROB entre os períodos, em virtude do aumento do volume faturado.

Receita Operacional Líquida (R\$ MM)


Custos e Despesas Operacionais
Celesc Geração S.A. | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(10,6)	(9,9)	-7,1%
Custos com Energia Elétrica	(5,5)	(5,3)	-2,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4,9)	(4,7)	-3,7%
Encargos do Uso do Sistema	(0,6)	(0,6)	4,8%
PMSO	(3,7)	(3,2)	-12,9%
Pessoal e Administradores	(2,9)	(2,8)	-3,2%
Material	(0,0)	(0,1)	86,0%
Serviços de Terceiros	(1,8)	(2,1)	15,5%
Provisões, líquidas	1,1	1,9	63,7%
Outras Receitas / Despesas	(0,1)	(0,1)	12,6%
Depreciação / Amortização	(1,4)	(1,3)	-8,2%

Os custos e despesas operacionais reduziram 7,1% no trimestre, assinalando R\$9,9 milhões. Destaca-se a redução de 3,7% no custo de aquisição de energia no trimestre, mesmo com a ampliação de comercialização de energia (+1,8GWh). Além disso, as despesas com PMSO tiveram redução de 12,9%, reflexo da reversão do provisionamento das liminares do GSF (R\$2,1 milhões) decorrente da redução do nível de inadimplência.

Resultado de Equivalência Patrimonial

A tabela abaixo reflete a Equivalência Patrimonial da Celesc Geração no 1T19. Destaca-se que, em 2019, todas as usinas em operação participam do MRE. Maiores detalhes destes negócios estão disponíveis na Visão Geral da Celesc Geração.

Celesc Geração | Equivalência Patrimonial

R\$ mil	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Rondinha Energética S.A.	(115,8)	(411,0)	-254,9%
Painel Energética S.A.	(1,1)	-	-100,0%
Campo Belo Energética S.A.	(1,6)	-	-100,0%
Companhia Energética Rio das Flores	393,7	277,0	-29,6%
Xavantina Energética S.A.	190,7	14,0	-92,7%
Garça Branca	(465,8)	(415,0)	-10,9%
EDP Transmissão Aliança SC S.A.	6,2	69,0	1006,8%
Resultado da Equivalência Patrimonial	6,3	(466,0)	-7449,8%

A companhia Rio das Flores vem perfazendo resultado positivo nos últimos anos. Já a usina Rondinha apresentou resultado negativo devido à estratégia de sazonalização de energia.

EBITDA e Lucro Líquido

O EBITDA IFRS da Celesc Geração registrou R\$32,8 milhões no primeiro trimestre de 2019, aumento de 36,2% em relação ao mesmo período de 2018, com Margem EBITDA de 78,4% no trimestre. O acréscimo do EBITDA deve-se aos motivos já expostos anteriormente: (i) expansão do volume de energia adquirido, com redução no custo da compra; (ii) aumento do PLD entre os períodos; (iii) alta do GSF; e (iv) impacto da reversão do provisionamento referente à liminar do GSF. Considerando que não tivemos efeitos não recorrentes no período, o EBITDA ajustado foi correspondente ao EBITDA IFRS.

Celesc Geração S.A. | Conciliação do EBITDA IFRS

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro/ Prejuízo Líquido	14,7	20,0	36,2%
(+) IR e CSLL	7,6	10,5	
(+) Resultado Financeiro	1,6	0,9	
(+) Depreciação e Amortização	1,4	1,3	
EBITDA IFRS/Ajustado	25,3	32,8	29,8%
<i>Margem EBITDA IFRS/Ajustado (%)</i>	<i>73,3%</i>	<i>78,4%</i>	

Semelhante ao EBITDA, o Lucro Ajustado foi similar ao Lucro Líquido IFRS, com Margem Líquida de 47,9%.

Celesc Geração S.A. | Ajustes de Lucro/Prejuízo Líquido

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido (Reportado IFRS)	14,7	20,0	36,2%
(=) Lucro Líquido IFRS/Ajustado	14,7	20,0	36,2%
<i>Margem Líquida IFRS/Ajustado (%)</i>	<i>42,6%</i>	<i>47,9%</i>	

Endividamento
Celesc Geração S.A. | Endividamento

Dívida Financeira 1T19			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro 2018	em 31 de Março 2019	Δ
Dívida de Curto Prazo	27,0	35,8	32,73%
Dívida Longo Prazo	121,9	113,2	-7,14%
Dívida Financeira Total	148,8	148,9	0,08%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	50,0	49,4	-1,31%
Dívida Financeira Líquida	98,8	99,6	0,79%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	1,1x	1,1x	
EBITDA AJUSTADO (últimos 12 meses)	89,2	95,9	7,53%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	1,1x	1,0x	
Patrimônio Líquido	462,6	482,6	4,33%
Dívida Fin. Total / Patrimônio Líquido	0,3x	0,3x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	0,2x	0,2x	

Debêntures – 2ª Emissão

Conforme [Comunicado ao Mercado - 2ª Emissão de Debêntures Simples pela Celesc Geração S.A.](#), a Celesc Geração emitiu no dia 1º de junho de 2018 a 2ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, junto ao BB – Banco de Investimentos S.A.. A referida emissão tem como objeto a distribuição pública com esforços restritos de colocação, sob o regime de garantia firme, com valor total de emissão de R\$150 milhões, em série única. Foram emitidas 15 mil debêntures, ao valor nominal unitário de R\$10 mil, sendo que o valor nominal unitário das debêntures não será atualizado monetariamente. A garantia real é a cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e/ou futuros, decorrentes do fornecimento bruto de energia elétrica a clientes da Celesc Geração e a garantia fidejussória é fiança em favor dos titulares das debêntures, obrigando-se como garantidora e principal responsável pelo pagamento de todos os valores devidos nos termos da Escritura da Emissão. As Debêntures têm prazo de 5 anos, contados da data de emissão, vencendo no dia 1º de junho de 2023. Os juros remuneratórios correspondem a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, acrescida de uma sobretaxa (*spread*) de 2,50% ao ano, calculados de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos desde a data de subscrição e integralização das Debêntures ou a data de pagamento de juros remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento. A amortização será a partir do 12º mês (inclusive), contados da data de emissão, em parcelas trimestrais e consecutivas, ressalvadas as hipóteses de resgate antecipado facultativo, resgate antecipado em decorrência da indisponibilidade da Taxa DI, ou vencimento antecipado em razão da ocorrência de um dos eventos de inadimplemento previstos na Escritura de Emissão. Semestralmente, a Companhia tem como compromisso contratual (*covenant*) vinculado à emissão das Debêntures não apresentar uma relação Dívida Líquida/EBITDA superior a 2. Além disso, a distribuição de dividendos da fiadora, a Centrais Elétricas de Santa Catarina, está limitada ao mínimo legal estabelecido pela Lei 6.404/76, conforme compromisso definido em contrato (*covenant*). O não cumprimento dos *covenants* pode implicar no vencimento antecipado do total da dívida.

Ratings da Celesc Geração e da Controladora

A Fitch Ratings atribuiu *ratings* 'AA(bra)' à Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) e à sua subsidiária integral, Celesc Geração S.A. Além disso, a agência atribuiu *Rating* Nacional de Longo Prazo 'AA(bra)' à proposta da segunda emissão de debêntures da Celesc Geração, no montante de até BRL150 milhões e prazo de cinco anos. A perspectiva dos *ratings* corporativos é estável.

Investimentos | CAPEX

Os investimentos totalizaram R\$0,4 milhão no ano de 2019, unicamente no parque gerador próprio, destacando-se R\$0,2 milhão na Usina Cedros e R\$0,1 milhão na Usina Salto.

Celesc Geração S.A. | CAPEX

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Investimentos Celesc Geração	5,7	0,4	-92,7%
Investimentos em SPEs	4,3	0,0	-100,0%
Usinas Parque Gerador Próprio	1,4	0,4	-69,7%

Para o ano de 2019, conforme [Comunicado ao Mercado divulgado em 14 de dezembro de 2018](#), o orçamento de investimento é de R\$55,6 milhões, dos quais serão investidos R\$23,0 milhões em novos negócios, R\$26,1 milhões em ampliações e melhorias, R\$5,5 milhões em participações societárias já existentes e R\$1,0 milhão em veículos, TI e outros equipamentos.

2.2.3 – Aspectos Regulatórios da Celesc Geração S.A.
Portaria MME nº 218 de 15 de maio de 2015

O Ministério de Minas e Energia – MME, através da Portaria nº 218/2015, determinou que a ANEEL promovesse Leilão para licitação das concessões de diversas Usinas Hidrelétricas, dentre as quais 05 de propriedade 100% da Celesc Geração, para as quais os órgãos de governança da Companhia haviam deliberado pela não adesão aos termos de prorrogação antecipada das concessões, diante dos termos e condições estabelecidos na Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013.

Conforme regramento setorial estabelecido pela referida Lei, após o término da concessão, a usina é licitada na modalidade de receita por tarifa, estabelecida por meio da Receita Anual de Geração – RAG. Após a publicação da Medida Provisória nº 688/2015, as condições econômicas para participação do leilão tornaram-se consideravelmente mais atrativas, na medida em que foram incluídas à Remuneração Anual para a Gestão das Usinas – GAG-O&M a remuneração para melhorias – GAG-melhorias, bem como o Retorno sobre Bônus de Outorga - RBO em taxa de 9,04% real ao ano. Em contrapartida, foi exigido o Bônus de Outorga como parcela do lance a ser realizado no leilão, cujo vencedor seria aquele que ofertasse o menor custo anual de gestão dos ativos de geração.

A Celesc Geração arrematou o Lote C, ofertando um deságio de 5,21% do preço teto definido para a gestão dos serviços de geração para o lote das 5 usinas, adicionado ao aporte financeiro de R\$228 milhões a título de Bônus de Outorga. Por fim, como resultado do leilão, a Celesc Geração assinou os Contratos de Concessão para Serviço de Geração nº 006/2016 e 007/2016, na data de 05 de janeiro de 2016. As usinas Palmeiras, Bracinho, Cedros e Salto, possuíam concessões anteriores ao leilão 12/15 ainda vigentes até a data de 07 de novembro de 2016, sendo que a partir desta data se iniciou a execução do novo Contrato de Concessão no regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e de Energia. Segue a lista das usinas do Lote C arrematado pela Celesc Geração:

Parque Gerador Próprio | Usinas objeto do Leilão nº 012/2015

USINAS	Localização	Termo Final da Concessão	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW)
UHE Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2016	24,60	16,70
UHE Bracinho	Schroeder/SC	07/11/2016	15,00	8,80
UHE Garcia	Angelina/SC	07/07/2015	8,92	7,10
UHE Cedros	Rio dos Cedros/SC	07/11/2016	8,40	6,75
UHE Salto	Blumenau/SC	07/11/2016	6,28	3,99
Total - MW			63,20	43,34

A energia gerada pelas usinas foi alocada no regime de cotas, que é o percentual da Garantia Física de Energia e de Potência da Usina alocada às Distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN. O regime de cotas foi de 100% da Garantia Física em 2016 e 70% a partir de 1º de janeiro de 2017.

Concessão PCH Celso Ramos

A Companhia obteve, em março de 2015, a autorização para a realização das obras de ampliação da ordem de 7,2MW (5,62MW para 12,82MW), aprovada pelo Órgão Regulador (Despacho ANEEL nº 115/2014), da concessão da PCH Celso Ramos, bem como, a prorrogação da atual concessão por 20 (vinte) anos, com base no disposto no §7º do artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 (Resolução Autorizativa nº 5.078/2015). O prazo para as obras de ampliação da usina encerra-se no ano de 2021. Com a finalidade de legitimar referidas autorizações, a Celesc Geração firmou junto à ANEEL o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 006/2013. Em 2018, o projeto passou por processo de consolidação, o qual está em análise pela ANEEL e incrementará em 1,1 MW, passando para 13,92MW a capacidade instalada final. A licitação para a contratação das obras está prevista para o primeiro trimestre de 2019.

Fator de ajuste da garantia física – GSF

A Celesc Geração entrou com uma Ação Ordinária Judicial contra União e ANEEL, em agosto de 2015, requerendo que essa determine à CCEE a revisão da forma de cálculo do MRE, bem como que lhe seja garantido o aporte de energia equivalente à Garantia Física – GF.

Em pedido de tutela antecipada, a Celesc Geração solicitou:

- i) que a ANEEL determine que a CCEE aloque mensalmente à autora montante de energia equivalente aos 100% da GF;
- ii) caso o item i) não seja deferido, que garanta à autora o equivalente de energia aos 95% da GF;
- iii) ou subsidiariamente, montante de energia elétrica equivalente ao que seria a geração total do MRE caso não houvesse a garantia física.

Requeru ainda, que os itens (i), (ii) ou (iii), mencionados acima, sejam antecipadamente assegurados até o trânsito em julgado da ação.

Em resumo, a Celesc Geração busca a suspensão do registro dos custos incorridos pelos geradores hidrelétricos, decorrentes da aplicação do *Generation Scaling Factor* - GSF, uma vez que a frustração da geração hidrelétrica no cenário atual decorre tanto de ordem estrutural quanto conjuntural.

O GSF representa um índice que expressa a razão entre o somatório de toda a energia produzida pelas usinas hidrelétricas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e o somatório das garantias físicas das usinas. Entre os anos de 2005 e 2012, o GSF anual do MRE sempre ficou acima de 100%, não onerando os geradores hidrelétricos. A partir de 2013, este cenário começou a se inverter, agravando-se em 2014 (90,6%), 2015 (84,7%), 2016 (86,8%), 2017 (79,5%) e 2018 (96,7%). O GSF abaixo dos 100% impôs aos geradores um ajuste em sua garantia física no âmbito do MRE, o qual pode ficar aquém do montante de seus contratos de comercialização de energia e que obriga os geradores a adquirir a energia deficitária ao preço do mercado livre.

Em agosto de 2018 o Juízo competente para julgar a ação ordinária suscitou o Incidente de Demandas Repetitivas – IRDR perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, suspendendo o processo por 60 dias. Atualmente o IRDR está aguardando a admissão pelo TRF da 1ª Região. Caso restar admitido o IRDR, o Relator determinará a suspensão de todos os processos com a mesma matéria, pelo prazo máximo de um ano. Julgado o IRDR, a tese jurídica será aplicada pelos demais juízes aos casos idênticos em tramitação, ressalvando que existem outros IRDRs já instaurados sobre o mesmo objeto perante o TRF da 1ª Região.

O Governo Federal vem buscando alternativas para resolver o grande impasse de ordem jurídica vigente, que vem constituindo significativos impactos financeiros aos agentes do setor elétrico. Recentemente o governo lançou proposta de contrapartidas aos agentes de geração por intermédio da Medida Provisória nº 814/2018, a qual se encontra atualmente em tramitação no Congresso Nacional.

Neste contexto, a Companhia está realizando análise estratégica quanto à atuação no caso, mantendo monitoramento permanente sobre o andamento do processo, bem como avaliação das movimentações de mercado, a fim de antecipar medidas, caso sejam necessárias.

Concessão CGH Caveiras – Registro e Estudo de Inventário

A Resolução Autorizativa nº 7.246, de 21 de agosto de 2018, extinguiu a concessão da Usina Hidrelétrica Caveiras, outorgada à Celesc Geração, dispensada a reversão dos bens da concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013. Foi protocolado na ANEEL requerimento para a realização de estudos de inventário para o trecho do rio onde se encontra instalada a usina Caveiras, com vistas a promover a ampliação da sua capacidade instalada.

Em 12 de dezembro de 2018, a SCG emitiu a Nota Técnica 565/2018, a fim de conceder à Celesc o registro para revisão do inventário do rio Caveiras, no prazo de 630 dias para a elaboração de estudos. Em 14 de dezembro de 2018, foi publicado o Despacho nº 3.005/2018, conferindo o registro de inventário à Celesc pelo prazo de 630 dias, contados da sua publicação.

Ampliação das Usinas Cedros, Palmeiras, Salto e Weissbach

Em 2018 foi aprovado pela ANEEL, através do Despacho nº 1.117/2018, o projeto de Ampliação da Usina Salto Weissbach, localizada no município de Blumenau. O projeto de ampliação também prevê a construção de um novo circuito adutor em paralelo ao existente, com canal de adução, tomada d'água e cada de força com duas unidades geradoras de 11,5MW cada, totalizando o acréscimo de 23MW de potência instalada na usina, resultando em uma capacidade instalada total de 29,28MW. Atualmente o projeto encontra-se em fase de obtenção de Licença Ambiental de Instalação junto ao IMA/SC e em análise pela EPE.

Também em 2018, a ANEEL dispensou o Estudo de Inventário Hidrelétrico do Rio para os projetos de Ampliação das Usinas Cedros e Palmeiras, conforme solicitado em 2016. Diante desta liberação, está prevista para 2019 a contratação da consolidação dos projetos básicos de ampliação das referidas Usinas, para posterior encaminhamento à ANEEL.

Concessão UHE Pery

Havia discussão judicial quanto à possibilidade de prorrogação da concessão da Usina Pery, nos moldes anteriores à MP nº 579/12, isto é, a fim de comercializar a sua energia totalmente no mercado livre, tendo em vista a usina ter sido ampliada recentemente. Porém, em julho de 2017, após diversas análises e discussões, e considerando a mudança do cenário de rentabilidade, a Celesc Geração decidiu por prorrogar a concessão desta usina nos termos da Lei nº 12.783/13, no regime de cotas, de modo que foram autorizadas as medidas judiciais necessárias para a extinção do Processo Judicial existente, incluindo os recursos relativos. A Concessão, desta forma, foi prorrogada por 30 anos, vigorando a partir 10 de julho de 2017, com a alocação integral da energia no regime de cotas da garantia física de energia e de potência. A indenização dos ativos não amortizados referente à ampliação concluída em 2013 será paga à Celesc Geração ao longo do novo prazo de concessão, cujo regramento está em definição pela ANEEL.

2.3 – SCGÁS

2.3.1 – Desempenho Operacional

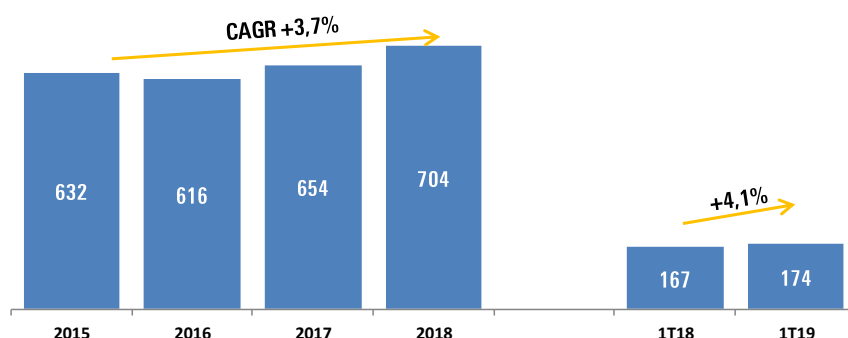
A expansão de 4,1% no trimestre no volume do gás vendido foi decorrente, principalmente:

- Aumento de 2,3% (+3.095 mil m³) na classe industrial, visto que a classe concentra 81% do gás consumido;
- Acréscimo de 13,6% (+3.514 mil m³) no segmento automotivo, no qual essa classe representa 17,0% do total de gás consumido e também é severamente influenciada pelo contexto econômico e preço da gasolina/etanol;
- Elevação de 1,8% (+21 mil m³) na classe residencial decorrente da melhoria da atividade econômica; e
- Aumento de 4,5% (+90 mil m³) no segmento Gás Comprimido (GNC).

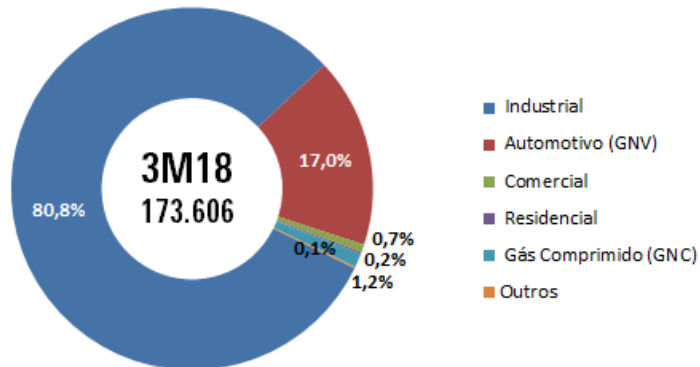
SCGÁS S.A. | Venda de Gás por Segmento

Volume (mil m ³)	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Industrial	137.229	140.325	2,3%
Automotivo (GNV)	25.919	29.433	13,6%
Comercial	1.182	1.203	1,8%
Residencial	295	300	1,8%
Gás Comprimido (GNC)	2.021	2.111	4,5%
Cogeração Industrial	74	67	-10,2%
Cogeração Comercial	9	9	8,9%
Matéria Prima		157	
Total	166.729	173.606	4,1%

Volume de Gás Vendido (MM m³)



A seguir, no gráfico, a representação de cada segmento de consumo no volume de vendas no trimestre:

Volume de Gás por Segmento (mil M³)


2.3.2 – Desempenho Econômico-Financeiro

SCGÁS S.A. | Principais Indicadores Financeiros

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receita Operacional Bruta	181,0	305,4	68,7%
Deduções da Receita Operacional	(40,4)	(67,6)	67,3%
Receita Operacional Líquida	140,6	237,8	69,1%
Custos e Despesas Operacionais	(138,9)	(198,9)	43,1%
Resultado das Atividades	1,7	38,9	2235,4%
EBITDA	0,6	38,0	5936,7%
Margem EBITDA Ajustada* (%)	0,4%	16,0%	
Resultado Financeiro	(0,5)	(0,4)	14,8%
IR/CSLL	(6,3)	10,6	
Lucro/ Prejuízo Líquido	(5,0)	20,5	509,8%
Margem Líquida Ajustada* (%)	-3,6%	8,6%	

* Margens Ajustadas, pois excluem Receita de Construção.

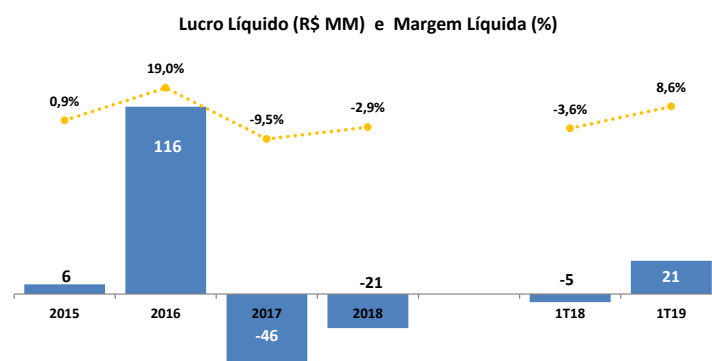
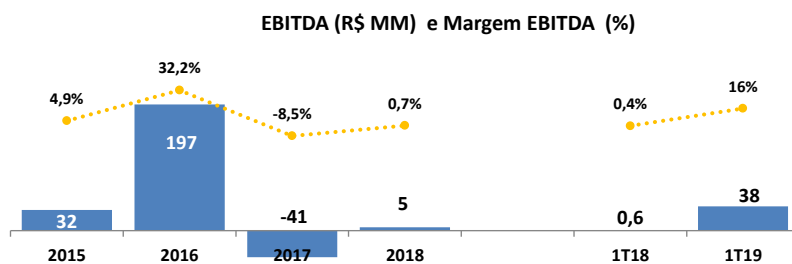
A Receita Operacional Bruta – ROB da SCGÁS no primeiro trimestre de 2019 foi de R\$305,4 milhões (R\$239,6 milhões Industrial, R\$58,4 milhões Veicular, R\$3,4 milhões Comercial, R\$2,6 milhões Gás Comprimido, R\$1,1 milhões Residencial e 0,3 milhões Outros Segmentos), alta de 68,7% (+124,4 milhões) no comparativo com o 1T18. O aumento da ROB deve-se a: (i) melhora da conjuntura econômica impactando favoravelmente nos segmentos: Industrial, Veicular e Comercial; (ii) Resolução ARESC nº 094, de dezembro de 2017, que autorizou o repasse da parcela de recuperação e atualização do preço do gás, significando IRPGT (Índice de Reajuste do Preço do Gás e Transporte) de 9% (atualização da Conta Gráfica) que foram repassados para tarifa a partir de 1º de janeiro de 2018; (iii) Resolução ARESC nº 113/2018, que atualizou o preço do gás e do transporte que passou a vigorar em setembro de 2018.

A ARESC, por meio da Resolução nº 120/2018, de 12 de dezembro 2018, autorizou a recuperação e atualização do gás conforme a evolução da conta gráfica. O efeito médio de 6,73% na Classe Industrial, 4,5% na Classe Comercial, 3,56% na Classe Residencial e 6,96% na Classe Veicular. O aumento passou a vigorar em janeiro de 2019.

O ROL (Receita Operacional Líquida) apresentou variação positiva de 69,1% (+R\$97,2 milhões) no trimestre, resultado do maior volume de gás comercializado e das constantes atualizações de preço que ocorreram ao longo de 2018 e primeiro trimestre de 2019.

O EBITDA e o Lucro Líquido apresentaram aumento expressivo, assinalando, respectivamente, R\$38,9 milhões e R\$20,5 milhões, influenciado pelo aumento no consumo decorrente dos motivos especificados acima.

Ressalta-se que a Companhia contraiu em 2018 empréstimos na ordem de R\$60 milhões junto ao Banco do Brasil e BBM para capital de giro.



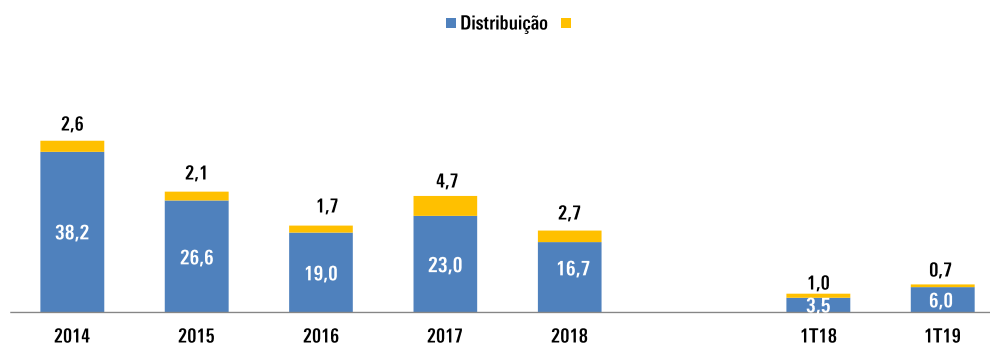
Investimentos

Os Investimentos realizados no primeiro trimestre de 2019 foram majoritariamente destinados à expansão da rede de distribuição de gás natural, conforme demonstram a tabela e o gráfico a seguir:

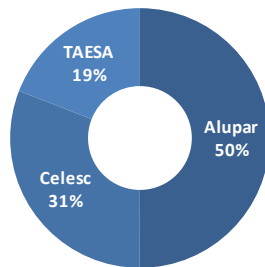
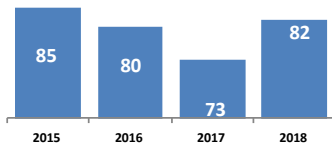
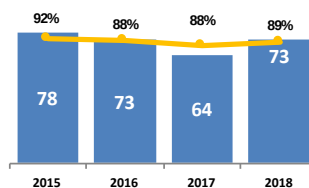
SCGÁS S.A. | CAPEX

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Rede de Distribuição	3,5	6,0	71,7%
Expansão	2,0	4,5	122,3%
Gastos Adm.Obras Diretos	1,2	1,4	13,3%
Estudos e Projetos	0,3	0,2	-38,8%
Outros	1,0	0,7	-31,7%
Total	4,5	6,7	49,4%

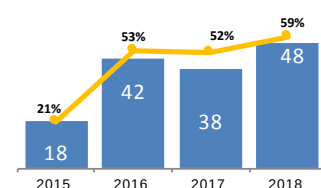
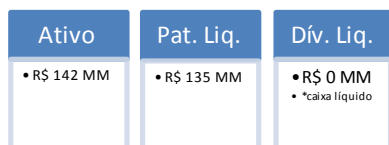
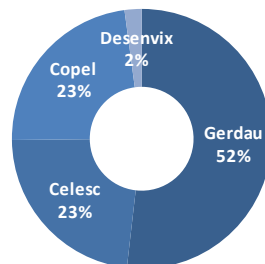
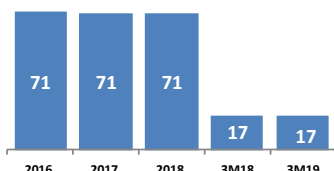
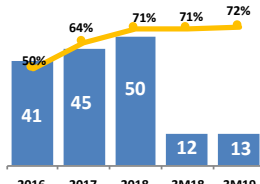
CAPEX SCGÁS (R\$ MM)



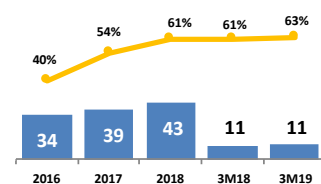
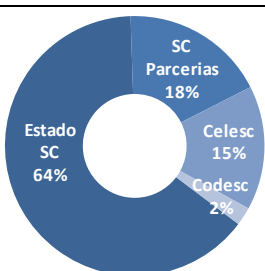
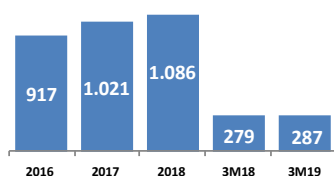
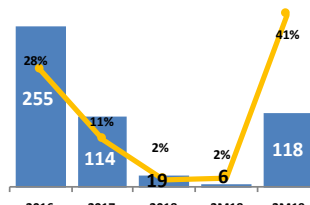
2.4 – Demais Participações (dados financeiros equivalentes a 100% do resultado de cada participada)

Receita Operacional Líquida (R\$ MM)
Exclui Receita de Construção

EBITDA (R\$ MM) e Marg EBITDA (%)


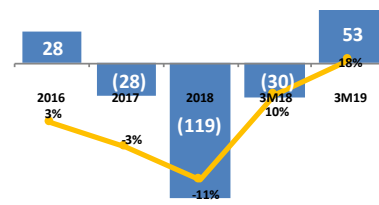
Constituída em 2000, detém 30 anos de concessão para explorar a Linha de Transmissão SE Campos Novos – SE Blumenau, com 252,5km de extensão. Criou a subsidiária integral ETSE para gerir novas linhas de transmissão, com concessão de 30 anos (leilão conquistado em Dez/2011).

Lucro Líquido (R\$ MM) e Marg LÍq (%)

Dona Francisca Energética S.A.

Receita Operacional Líquida (R\$ MM)

EBITDA (R\$ MM) e Marg EBITDA (%)


Produtora independente de energia elétrica, constituída em 1998, detém concessão de 35 anos da Usina Hidrelétrica Dona Francisca. Está localizada no Rio Jacuí (RS) com capacidade instalada de 125MW e energia assegurada de 80 MW.

Lucro Líquido (R\$ MM) e Marg LÍq (%)

Receita Operacional Líquida (R\$ MM)

EBITDA (R\$ MM) e Marg EBITDA (%)


Opera serviços de água e esgoto para uma população de 2,7 milhões de habitantes mediante contratos de concessão firmados com 194 municípios no Estado de Santa Catarina e 01 município no Estado do Paraná.

Lucro Líquido (R\$ MM) e Marg LÍq (%)


2.5 – Holding

2.5.1 – Resultado das Participações Societárias na Controladora

Controladora | Resultado das Participações Societárias

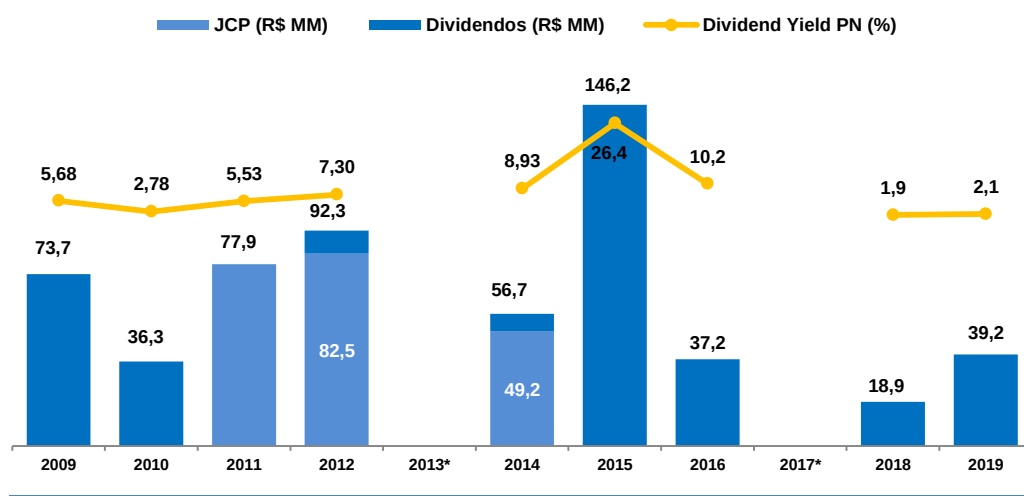
R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Celesc Distribuição (100%)	57,4	52,3	-8,9%
Celesc Geração (100%)	14,7	20,0	36,2%
SCGÁS (17%)	(0,9)	3,5	509,8%
ECTE (30,9%)	2,9	0,7	-77,8%
DFESA (23%)	2,5	2,5	2,1%
Resultado da Equivalência Patrimonial	76,6	79,0	3,1%

2.5.2 – Dividendos

Conforme aprovado em [Assembleia Geral Ordinária](#) realizada no dia 30 de abril de 2019, os dividendos referentes ao exercício de 2018, no montante de R\$39,2 milhões, serão pagos em duas parcelas: 1) a primeira parcela, no valor de R\$19,6 milhões, a ser paga no dia 28 de junho de 2019, com a distribuição de dividendos de R\$0,47943994 por ação ordinária e R\$0,527383935 por ação preferencial; 2) a segunda parcela, também no montante de R\$19,6 milhões, será paga no dia 27 de dezembro de 2019, com a distribuição de dividendos de R\$0,47943994 por ação ordinária e R\$0,527383935 por ação preferencial. Fazem jus aos dividendos os acionistas da Companhia que detinham posição acionária na data de 30 de abril de 2019.

Desde 2009, a Companhia pratica um *pay-out* (percentual de distribuição de lucro líquido) igual a 30%, 5 pontos percentuais acima do mínimo obrigatório e estatutário, seguindo a atual política de distribuição de dividendos aprovada no Plano Diretor. Com a 2ª Emissão de Debêntures da Celesc Geração, a distribuição de dividendos passa a ter o limitador de 25%, uma vez que um dos *covenants* estabelecidos no contrato determina que a Fiadora, a Celesc Holding, fique limitada a distribuir conforme estabelecido nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

O gráfico a seguir apresenta o histórico de proventos, bem como o *dividend-yield* (retorno do dividendo) propiciado aos detentores de ações preferenciais CLSC4 da Companhia.



*Não houve distribuição em 2013 e 2017 em função do prejuízo apurado em 2012 de R\$ 225MM e 2016 de R\$9MM.

2.6 – Consolidado

2.6.1 – Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado

Consolidado Principais Indicadores Financeiros			
R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receita Operacional Bruta	2.937,6	3.472,2	18,2%
Deduções da Receita Operacional	(1.162,8)	(1.340,1)	15,2%
Receita Operacional Líquida	1.774,8	2.132,1	20,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.640,7)	(1.985,8)	21,0%
Resultado de Equivalência Patrimonial	4,6	6,2	36,1%
Resultado das Atividades	138,7	152,5	9,9%
EBITDA	191,9	207,9	8,4%
Margem EBITDA IFRS, ex-Receita de Construção (%)	10,8%	9,8%	
Resultado Financeiro	(19,8)	(26,2)	32,3%
LAIR	118,9	126,3	6,2%
IR/CSLL	(47,9)	(49,3)	-2,9%
Lucro/ Prejuízo Líquido	71,0	72,7	2,4%
Margem Líquida IFRS, ex-Receita de Construção (%)	4,0%	3,4%	
Depreciação/Amortização	(53,2)	(55,4)	4,2%
Receita de Construção	94,4	115,5	22,3%

Dentre os fatores que contribuíram para o crescimento do Lucro Líquido de 2,4% em 2019, destacam-se:

- Crescimento da ROB em 18,2%, reflexo da expansão do consumo no Mercado Cativo em 9,1% e no Mercado Livre em 5,8% na subsidiária Celesc Distribuição;
- Aumento dos custos e despesas operacionais em 21%, decorrente predominantemente do crescimento de 23,4% (+R\$298,6 milhões) dos Gastos Não-Gerenciáveis (custo de energia), além do aumento 11,8% (+R\$21,4 milhões) em PMSO na subsidiária Celesc Distribuição;
- Desempenho positivo da subsidiária Celesc Geração, com aumento da ROL em 21,4% e redução de custos e despesas operacionais em 7,1%;
- Aumento de 36,1% do resultado das participações (SCGÁS, DFESA, ECTE e SPEs da Celesc Geração);

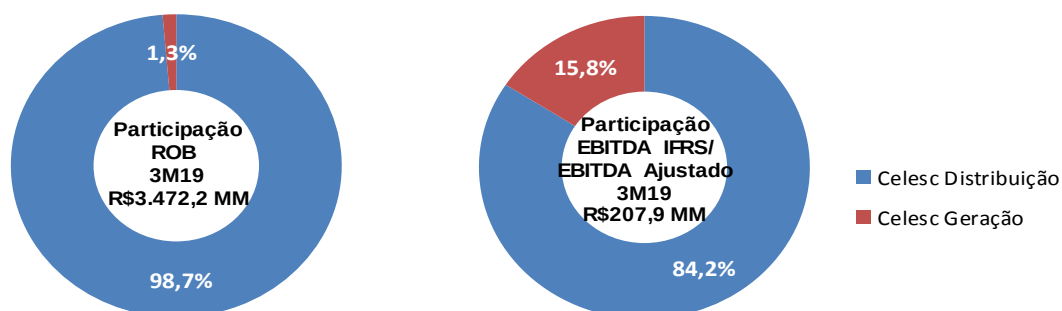
Uma vez que não houve ajuste de itens não recorrentes nos resultados das subsidiárias Celesc Distribuição e Celesc Geração, os Resultados Ajustados são semelhantes ao EBITDA IFRS e ao Lucro Líquido IFRS.

Consolidado Resultado Ajustado*			
R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
EBITDA Ajustado*	191,9	207,9	8,4%
Margem EBITDA Ajustada, ex-Receita de Construção (%)	11,4%	10,3%	
Lucro/Prejuízo Líquido Ajustado*	71,0	72,7	2,4%
Margem Líquida Ajustada, ex-Receita de Construção (%)	4,2%	3,6%	

* IFRS - Itens Não-Recorrentes.

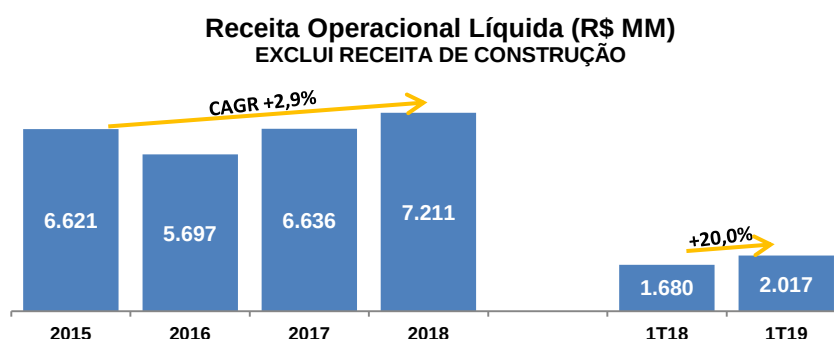
Receita Operacional Bruta – ROB e Participação no EBITDA Consolidado

A ROB é composta majoritariamente pela receita advinda da atividade de distribuição de energia elétrica. Os gráficos abaixo indicam respectivamente a participação na Receita Bruta, no EBITDA IFRS e no EBITDA ajustado.



Receita Operacional Líquida Consolidada

O gráfico abaixo apresenta a evolução da ROL desconsiderando os efeitos da receita de construção.



Custos e Despesas Operacionais Consolidados

Consolidado | Custos e Despesas Operacionais

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.640,7)	(1.985,8)	21,0%
Custos com Energia Elétrica - Não-Gerenciáveis	(1.282,0)	(1.580,4)	23,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.282,0)	(1.580,4)	23,3%
PMSO - Despesas Operacionais Gerenciáveis	(192,0)	(214,3)	11,6%
Pessoal e Administradores	(152,3)	(165,5)	8,7%
Material	(3,1)	(3,7)	17,3%
Serviços de Terceiros	(47,2)	(57,4)	21,8%
Outras Receitas / Despesas	10,6	12,3	16,2%
Provisões, líquidas	(19,1)	(20,2)	5,9%
Depreciação / Amortização	(53,2)	(55,4)	4,2%
Custo de Construção	(94,4)	(115,5)	22,3%

Detalhes das principais variações encontram-se nos tópicos da Celesc Distribuição e Celesc Geração. A tabela a seguir apresenta a despesa total com Pessoal em termos consolidados, também detalhados nos tópicos das companhias de Distribuição e Geração.

Consolidado | Despesas com Pessoal

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Pessoal – Total	(152,3)	(165,5)	8,7%
Pessoal e Administradores	(145,8)	(152,5)	4,6%
Pessoal e Encargos	(138,5)	(145,3)	4,9%
Previdência Privada	(7,3)	(7,2)	-1,2%
Despesa Atuarial	(6,5)	(13,0)	98,9%

Resultado de Equivalência Patrimonial

O quadro abaixo apresenta o reflexo no Resultado Consolidado do Grupo Celesc referente aos resultados da SCGÁS, ECTE, Dona Francisca Energética - DFESA e das SPEs na qual a Celesc Geração detém participação minoritária, comentadas anteriormente. As principais informações quanto às variações apresentadas podem ser consultadas nos tópicos específicos.

Consolidado | Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
SCGÁS (17%)	(0,9)	3,5	509,8%
ECTE (30,9%)	2,9	0,7	-77,8%
DFESA (23%)	2,5	2,5	2,1%
SPEs - Celesc Geração	0,0	(0,5)	-6757,1%
Resultado da Equivalência Patrimonial	4,5	6,2	36,2%

EBITDA e EBITDA Ajustado

EBITDA Consolidado IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro/ Prejuízo Líquido	71,0	72,7	-2,4%
(+) IR e CSLL	(47,9)	(53,6)	-12,0%
(+) Resultado Financeiro	(19,8)	(26,2)	-32,3%
(+) Depreciação e Amortização	(53,2)	(55,4)	-4,2%
EBITDA IFRS/Ajustado	191,9	207,9	8,4%
<i>Margem EBITDA IFRS/Ajustado, exclui Receita de Construção (%)</i>	<i>11,4%</i>	<i>10,3%</i>	

Resultado Financeiro

Consolidado | Demonstrativo do Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Receitas Financeiras	40,4	74,9	85,4%
Renda de Aplicações Financeiras	5,4	4,1	-24,2%
Variações Monetárias	3,8	39,2	935,9%
Juros e Acréscimos Moratórios s/ Faturas	22,7	26,7	17,7%
Variação Cambial Energia Comprada	1,4	0,0	-100,0%
Ativo Regulatório/ Taxas Regulamentares	7,9	6,4	-18,4%
Outras Receitas Financeiras	(0,7)	(1,5)	-118,6%
Despesas Financeiras	(60,2)	(101,1)	67,9%
Encargos de Dívidas	(18,7)	(43,1)	131,1%
Variações Monetárias	(2,1)	(21,7)	954,7%
Passivo Regulatório/ Taxas Regulamentares	(23,4)	(19,1)	-18,3%
Atualização P&D e Eficiência Energética	(3,8)	(4,1)	5,4%
Juros e custos sobre Debêntures	(7,2)	(10,3)	42,3%
Outras Despesas Financeiras	(5,0)	(2,8)	-43,8%
Resultado Financeiro Líquido	(19,8)	(26,2)	32,3%

Lucro Líquido Consolidado

LUCRO LÍQUIDO Consolidado IFRS - Não-Recorrentes

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Lucro/Prejuízo Líquido - Reportado IFRS	71,0	72,7	2,4%
(=) Lucro Líquido IFRS/Ajustado	71,0	72,7	2,4%
<i>Margem Líquida IFRS/Ajustado</i>	<i>4,2%</i>	<i>3,6%</i>	

Endividamento

Reflete os movimentos já apresentados para as subsidiárias Celesc Distribuição e Celesc Geração.

Consolidado Endividamento			
Dívida Financeira 1T19			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Δ
Dívida de Curto Prazo	452,5	355,1	-21,5%
Dívida Longo Prazo	967,6	954,0	-1,4%
Dívida Financeira Total	1.420,1	1.309,0	-7,8%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	698,1	746,1	6,9%
Dívida Financeira Líquida	722,0	563,0	-22,0%
EBITDA (últimos 12 meses)	610,6	626,6	2,6%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA 12M	1,2x	0,9x	
EBITDA AJUSTADO (últimos 12 meses)	641,9	661,2	3,0%
Dívida Fin. Líquida / EBITDA Ajust. 12M	1,1x	0,9x	
Patrimônio Líquido	1.800,9	1.879,8	4,4%
Dívida Fin. Total / Patrimônio Líquido	0,8x	0,7x	
Dívida Fin. Líquida / Patrimônio Líquido	0,4x	0,3x	

A seguir, tabela considerando as Obrigações com Pensão (Passivo Atuarial).

Consolidado Endividamento + Passivo Atuarial			
Dívida Financeira + Benefícios Pós-Emprego 1T19			
R\$ Milhões	em 31 de Dezembro de 2018	em 31 de Março de 2019	Δ
Dívida de Curto Prazo	452,5	355,1	-21,5%
Dívida Longo Prazo	967,6	954,0	-1,4%
Dívida Financeira Total	1.420,1	1.309,0	-7,8%
(+) Passivo Atuarial Líquido	1.431,4	1.412,3	-1,3%
Obrigações com Pensão	1.024,3	1.002,8	-2,1%
Outros benefícios a empregados	980,6	974,6	-0,6%
(-) IR/CSLL diferidos ¹	573,4	565,0	-1,5%
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	698,1	746,1	6,9%
Dívida Líquida Ajustada	2.153,4	1.975,3	-8,3%
EBITDA (últimos 12 meses)	610,6	626,6	2,6%
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA 12M	3,5x	3,2x	
EBITDA AJUSTADO (últimos 12 meses)	641,9	661,2	3,0%
Dívida Líquida Ajust. / EBITDA Ajust. 12M	3,4x	3,0x	
Patrimônio Líquido	1.800,9	1.879,8	4,4%
Dívida Total Ajust. / Patrimônio Líquido	1,6x	1,4x	
Dívida Líquida Ajust. / Patrimônio Líquido	1,2x	1,1x	

¹ ITR 2019, Nota Explicativa 20.a

Ratings da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC

A Moody's, em fevereiro de 2017, atribuiu *ratings* de emissor B1 em escala global e Baa1.br em escala nacional à controladora do Grupo Celesc.

A Fitch Ratings, em 26 de dezembro de 2018, atribuiu o *Rating* Nacional de Longo Prazo 'AA(bra)' da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

Investimentos do Grupo
Grupo Celesc | Investimentos Realizados no Período

R\$ Milhões	1º Trimestre		
	2018	2019	Δ
Geração de Energia Elétrica	5,7	0,4	-92,7%
Distribuição de Energia Elétrica	100,5	121,9	21,3%
Total	106,2	122,3	15,1%

Para o ano de 2019, o orçamento de investimento consolidado totaliza R\$595,3 milhões, sendo R\$531,7 milhões em Distribuição de Energia Elétrica, R\$55,6 milhões em Geração de Energia Elétrica e R\$8 milhões em Novos Negócios.

3 – Desempenho no Mercado de Capitais

As ações da Celesc são negociadas na BM&FBOVESPA sob os códigos CLSC3 (15.527.137 ações ordinárias – ON, 40,26%) e CLSC4 (23.044.454 ações preferenciais – PN, 59,74%). Desde que adentrou ao Nível 2 de Governança Corporativa em 2002, a Companhia passou a integrar o IGC e o ITAG, índices compostos por empresas que oferecem transparência e proteção aos acionistas minoritários.

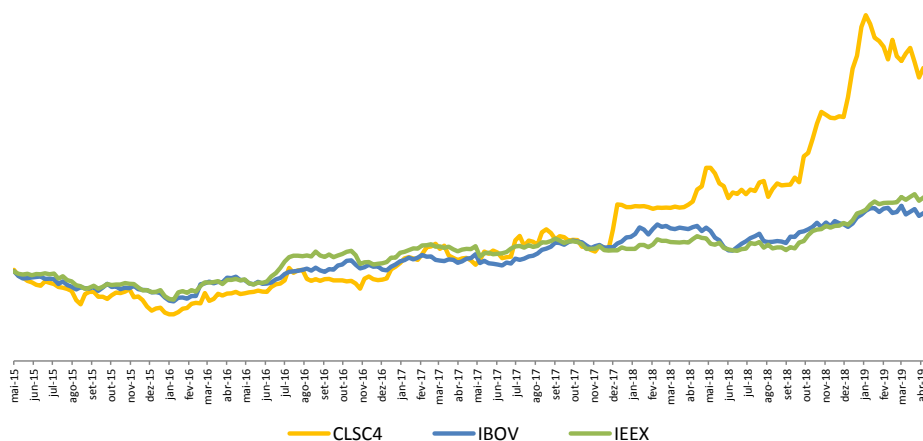
O principal índice da Bolsa de Valores brasileira, o Ibovespa, apresentou retorno positivo de 8,53% no trimestre e 11,77% no acumulado de doze meses. O Índice de Energia Elétrica - IEE, que mede o comportamento das principais ações do setor elétrico, apresentou valorização de 16,6% no trimestre e 38,6% nos últimos doze meses. Diante desse cenário, as Ações Preferenciais – PN da Companhia apresentaram desempenho positivo de 7,14% no trimestre e 104,32% nos últimos doze meses.

Acompanhamento CLSC4	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19
Cotação de fechamento ajustado a proventos (R\$/ação)	26,60	28,50	31,30	49,87	53,43
Preço / Lucro	28,5x	5,3x	4,8x	4,3x	4,3x
Preço / Valor Patrimonial	0,6x	0,5x	0,6x	1,1x	1,1x
Volume médio negociado (Mil ações)	8	13	4	40	7
Volume médio negociado (R\$ Mil)	206	379	125	1.659	386
Valor de Mercado (R\$ Milhões)	1158	1099	1.176	1.863	2.061
Valor de Mercado (US\$ Milhões)	353	285	290	482	529
Rentabilidade (%)	-1,84	8,9	9,79	59,38	7,14
Rentabilidade nos últimos 12 meses (%)	45,43	61,11	48,15	87,2	104,32
Rentabilidade Ibovespa (%)	11,73	-14,76	9,04	10,77	8,53
Rentabilidade Ibovespa últimos 12 meses (%)	31,36	15,68	6,79	15,03	11,77
Rentabilidade IEE (%)	4,31	-6,96	2,3	25,2	16,6
Rentabilidade IEE últimos 12 meses (%)	3,36	1,22	-4,73	24	38,61

Fonte: Economática/DPRI

O gráfico abaixo apresenta desempenho da CLSC4 comparativamente ao Ibovespa e IEE nos últimos anos:

CLSC4 - IBOV - IEE - EVOLUÇÃO MAIO 2015 - ABRIL 2019



4 – Reconhecimento

Prêmio IASC/ ANEEL – Avaliação da Qualidade Percebida pelos Consumidores

A ANEEL divulgou, em 1º de fevereiro de 2018, as distribuidoras vencedoras do Prêmio Iasc 2017, o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor, que reconhece as distribuidoras mais bem avaliadas com base na percepção do consumidor residencial. O índice é aferido por meio de pesquisa de opinião realizada com consumidores de todo o Brasil. As variáveis analisadas são: Qualidade percebida, valor percebido (relação custo-benefício), satisfação total, confiança no fornecedor e fidelidade.

A Celesc Distribuição foi eleita a 2ª melhor distribuidora do Brasil na avaliação dos consumidores, ficando atrás apenas da Copel D, tendo um índice de qualidade percebida de 74,43%, frente a uma média nacional de 63,66%. No quesito satisfação, a Celesc Distribuição alcançou 73,90%, contra 63,16% da média Brasil. No tocante à confiança a Celesc alcançou 71,63%, frente a 62,27 da média nacional e 43,21% de fidelidade, em contrapartida de 37,20% da média nacional.

Prêmio CIER de Qualidade

A Celesc Distribuição conquistou a categoria Prata do Prêmio CIER de Qualidade que mediu a satisfação dos clientes entre 53 empresas de 14 países da América Latina, com mais de 500 mil consumidores, sendo o terceiro ano consecutivo que a Companhia figurou entre as três melhores companhias do setor, na avaliação anual realizada pela Comissão de Integração Energética Regional – CIER.

Prêmio ABRADEE

A Celesc Distribuição atingiu 84,3% de satisfação do consumidor (contra média nacional de 76%) entre as empresas com mais de 500 mil clientes e ficou em 5º lugar. Nos demais indicadores do Prêmio, conquistou o 5º lugar em Perdas Técnicas e Inadimplência (categoria Gestão Operacional), 1º lugar no indicador Cobertura da Dívida (categoria Gestão Econômico-financeira), o 7º lugar na categoria Responsabilidade Social e, além disso, evoluiu cinco posições na categoria Qualidade da Gestão, ficando em 13º lugar. No cômputo geral, foi classificada como a 11ª melhor entre 32 empresas participantes na categoria acima de 500 mil consumidores.

Qualidade do Atendimento Telefônico ANEEL

A Qualidade do Atendimento Telefônico é regulamentada pela ANEEL por meio dos artigos 183 a 191 das Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), observando o disposto no Decreto nº 6.523, de 31 de julho de 2008, e pela Portaria nº 2.014, de 13 de outubro de 2008, que fixaram normas para o Serviço de Atendimento ao Consumidor – SAC.

Pelo segundo ano consecutivo a Celesc Distribuição figurou o 1º lugar no ranking da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em qualidade do atendimento telefônico, entre as distribuidoras que atendem mais de 500 mil unidades consumidoras. Com Indicador de Nível de Serviço (INS) — que é o percentual de chamadas atendidas em até 30 segundos em relação ao total de chamadas recebidas nos períodos típicos — de 97,80%, em relação à meta estabelecida pela agência reguladora, que é de no mínimo 85%.

Prêmio Expressão de Ecologia

Na área de responsabilidade socioambiental, o projeto Banho de Energia, desenvolvido na região serrana pelo Programa de Eficiência Energética, foi um dos vencedores do 25º Prêmio Expressão de Ecologia, entregue durante o Fórum de Gestão Sustentável de 2018, realizado em Florianópolis.

Prêmio Fritz Müller

No dia 6 de novembro de 2018, a Empresa conquistou a categoria Controle da Poluição Atmosférica do 20º Prêmio Fritz Müller, pela instalação de um dos maiores corredores elétricos em operação no Brasil (300 km de extensão), projeto que desenvolve em parceria com a Fundação Certi.

Eletroposto

A Companhia foi premiada no dia 21 de fevereiro de 2019 como uma das vencedoras do Prêmio Eco da Câmara de Comércio Americana no Brasil (Amcham), na categoria Sustentabilidade em Produtos ou Serviços - grande tema Inovação, pelo Eletroposto Celesc. O projeto foi desenvolvido pela Celesc, em parceria com a Fundação Certi, e está entre os 46 contemplados, de um total de 90 inscritos em todo o País.

Prêmio OSE

Em 7 de maio de 2019 a Celesc conquistou três categorias do Prêmio OSE de Qualidade das Instalações Elétricas – Edição Santa Catarina, no 34º Circuito Nacional do Setor Elétrico – CINASE, promovido pela Revista *O Setor Elétrico*. A Companhia levou o 1º lugar geral e nas categorias *Pesquisa & Desenvolvimento*, com o projeto Eletropostos que já dá mais de 300 km de autonomia para que veículos elétricos circulem pelo estado, e *Energias Renováveis*, com o Bônus Eficiente Linha Fotovoltaica que promove a micro geração de energia com a instalação de painéis solares a um custo mais acessível ao consumidor.

ANEXOS
CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2018	31/03/2019	Passivo e patrimônio líquido	31/12/2018	31/03/2019
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	698.060	746.057	Fornecedores	1.006.854	1.091.044
Contas a Receber	1.592.693	1.612.564	Empréstimos	321.089	196.121
Estoques	8.636	10.785	Debêntures	131.389	158.929
Tributos a Recuperar	63.264	87.305	Salários e Encargos Sociais	208.503	200.444
Dividendos	89	3.468	Tributos e Contribuições Sociais	223.897	231.461
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	258.170	99.337	Dividendos Propostos	39.524	39.524
Outros Créditos	1.732.508	1.732.152	Taxas Regulamentares	2.269.327	2.113.457
			Partes Relacionadas	15.763	13.352
			Passivo Atuarial	162.776	157.397
			Outros Passivos	59.856	66.580
	4.353.420	4.291.668		4.438.978	4.268.309
Não Circulante			Não Circulante		
Aplicações Financeiras	137.478	137.478	Empréstimos	597.712	609.327
Contas a Receber	51.634	48.232	Debêntures	369.873	344.645
Partes Relacionadas	3.092	3.102	Salários e Encargos Sociais	46.988	37.254
Tributos Diferidos	712.532	710.703	Tributos Diferidos	10.144	12.660
Tributos a Recuperar	21.092	26.443	Taxas Regulamentares	105.948	118.442
Depósitos Judiciais	170.350	190.502	Provisão para Contingências	639.573	663.357
Ativo Indenizatório - Concessão	441.030	423.377	Passivo Atuarial	1.842.197	1.819.941
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	276.107	252.974	Passivo Financeiro - "Parcela A" - CVA	-	68.083
Outros Créditos	2.725	3.141	Outros Passivos	2.476	2.476
Investimentos	228.663	236.784		3.614.911	3.676.185
Imobilizado	160.066	159.256		8.053.889	7.944.494
Intangível	3.296.556	3.340.619	Patrimônio Líquido		
	5.501.325	5.532.611	Capital Social	1.340.000	1.340.000
			Reservas de Capital	316	316
			Reservas de Lucro	1.302.766	1.309.025
			Ajustes de Avaliação Patrimonial	(842.226)	(842.367)
			Lucros/Prejuízos Acumulados	-	72.811
				1.800.856	1.879.785
Total do Ativo	9.854.745	9.824.279	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	9.854.745	9.824.279

CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.			
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS - CONSOLIDADO			Em R\$ Mil
	1T18	1T19	Var %
Receita Operacional Bruta	2.937.640	3.472.196	18,2%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.696.870	1.959.527	15,5%
Suprimento de Energia Elétrica	93.754	133.438	42,3%
Ativo Regulatório	(4.423)	(253.133)	-5623,1%
Energia de Curto Prazo	41.502	212.188	411,3%
Disponibilização de Rede Elétrica	814.086	1.109.691	36,3%
Doações e Subvenções	187.512	176.989	-5,6%
Renda de Prestação de Serviços	598	642	7,4%
Serviço Taxado	3.140	3.883	23,7%
Receita Financeira	9.567	12.152	27,0%
Outras Receitas	596	1.309	119,6%
Receita de Construção	94.438	115.510	22,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.162.812)	(1.340.059)	15,2%
ICMS	(535.193)	(670.364)	25,3%
PIS/COFINS	(262.721)	(309.566)	17,8%
CDE	(344.537)	(344.972)	0,1%
P&D	(8.440)	(10.161)	20,4%
PEE	(8.233)	(9.916)	20,4%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1.725)	(1.810)	4,9%
Outros Encargos	(1.963)	6.730	442,8%
Receita Operacional Líquida	1.774.828	2.132.137	20,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.640.688)	(1.985.842)	21,0%
Energia Comprada para Revenda e Encargos	(1.281.966)	(1.580.385)	23,3%
Pessoal e Administradores	(145.796)	(152.548)	4,6%
Despesa Atuarial	(6.517)	(12.962)	98,9%
Material	(3.122)	(3.661)	17,3%
Serviço de Terceiros	(47.161)	(57.441)	21,8%
Depreciação e Amortização	(53.214)	(55.441)	4,2%
Provisão de PECLD	(10.051)	(6.003)	-40,3%
Reversão de Provisão de PECLD	1.422	2.885	102,9%
Outras Provisões	(14.529)	(23.496)	61,7%
Outras Reversões de Provisões	4.103	6.429	56,7%
Outras Receitas/Despesas	10.581	12.291	16,2%
Custo de Construção	(94.438)	(115.510)	22,3%
Resultado Equivalência Patrimonial	4.550	6.194	36,1%
Resultado das Atividades - EBIT	138.690	152.489	9,9%
Margem das Atividades (%)	7,8%	7,2%	
EBITDA (R\$ mil)	191.904	207.930	8,4%
Margem EBITDA (%)	10,8%	9,8%	
Resultado Financeiro	(19.799)	(26.190)	-32,3%
Receita Financeira	40.385	74.868	85,4%
Despesa Financeira	(60.184)	(101.058)	67,9%
LAIR	118.891	126.299	6,2%
IR e CSLL	(45.754)	(49.284)	7,7%
IR e CSLL Diferidos	(2.143)	(4.345)	102,8%
Lucro Líquido	70.994	72.670	2,4%
Margem Líquida (%)	4,0%	3,4%	

CELESC - CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S.A.		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC) - CONSOLIDADO		Em R\$ Mil
	12M18	3M19
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	287.187	126.299
Ajustes	472.296	136.436
Depreciação e Amortização	214.916	55.441
Baixa de Ativo Indenizatório	899	20
Baixa de Ativo Imobilizado e Intangível	45.655	13.372
Resultado da Equivalência Patrimonial	(19.697)	(6.194)
Atualização do Ativo Financeiro - VNR	(3.392)	(1.309)
Constituição (Reversão) de Reconhecimento de <i>Impairment</i>	(4.406)	-
Ganhos ou Perdas com Participações Societárias (Ativos)	5.217	-
Juros e Variações Monetárias	180.332	47.394
Atualização Monetária Bonificação Outorga	(41.366)	(12.152)
Provisão para Passivo Atuarial	27.067	12.962
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	46.432	3.118
Contingências	20.639	23.784
Variações nos Ativos e Passivos	(962.115)	87.993
Contas a Receber	(271.972)	(19.587)
Estoques	1.096	(2.149)
Tributos a Recuperar	10.915	(29.392)
Outros Ativos	9.348	31.058
Subsídio Decreto nº 7.891/2013	21.909	-
Ativos Financeiros	(193.817)	151.373
Depósitos Judiciais	(8.920)	(20.152)
Fornecedores	175.272	84.190
Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	13.808	(17.793)
Tributos a Pagar	23.389	(99)
Taxas Regulamentares	(521.467)	(154.229)
Passivos Financeiros	(53.258)	110.828
Outros Passivos	8.231	4.313
Passivo Atuarial	(176.649)	(50.368)
Caixa Proveniente das Operações	(202.632)	350.728
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(116.042)	(41.621)
Juros Pagos	(65.111)	(18.891)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	(383.785)	290.216
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	(396.653)	(123.289)
Aquisições de Bens do Ativo Imobilizado e Intangível	(406.439)	(123.875)
Aumento de Capital	(9.926)	-
Dividendos Recebidos	19.712	586
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento	913.904	(118.930)
Amortização de Empréstimos	(254.268)	(155.492)
Ingressos de Empréstimos	1.039.179	36.562
Ingressos de Debêntures	394.292	-
Pagamento de Debêntures	(249.990)	-
Dividendos Pagos	(15.309)	-
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	133.466	47.997
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	564.594	698.060
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	698.060	746.057

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2018	31/03/2019	Passivo e Patrimônio Líquido	31/12/2018	31/03/2019
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	631.262	679.059	Fornecedores	1.003.457	1.088.176
Contas a Receber de Clientes	1.575.606	1.592.406	Empréstimos e Financiamentos	321.089	196.121
Estoques	8.488	10.636	Debêntures	104.425	123.141
Tributos a Recuperar	61.160	82.856	Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	207.892	199.941
Subsídio Decreto nº 7.891/13	1.511.003	1.511.003	Tributos e Contribuições Sociais	207.393	221.460
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	226.737	67.444	Dividendos Propostos	28.859	28.859
Outros Créditos	223.040	223.131	Mútuo - Coligada e Controlada	92.385	94.377
			Taxas Regulamentares	2.269.081	2.113.199
			Passivo Atuarial	162.638	157.341
			Previdência Privada	15.763	13.352
			Outros Passivos	59.505	66.306
	4.237.296	4.166.535		4.472.487	4.302.273
Não Circulante			Não Circulante		
Contas a Receber de Clientes	51.634	48.232	Empréstimos e Financiamentos	597.712	609.327
Tributos Diferidos	712.532	710.703	Debêntures	248.018	231.491
Tributos a recuperar ou compensar	19.319	24.676	Taxas Regulamentares	103.411	115.769
Depósitos Judiciais	150.318	169.557	Obrigações Trabalhistas e Previdenciárias	46.988	37.254
Ativo Indenizatório - Concessão	438.609	420.956	Passivo Atuarial	1.842.197	1.819.941
Ativo Financeiro - "Parcela A" - CVA	26.522		Provisão para Contingências	631.959	655.531
Outros Créditos	2.725	3.141	Passivo Financeiro - "Parcela A" - CVA	-	68.083
Intangível	3.287.592	3.331.940	Outros Passivos	2.476	2.476
	4.689.251	4.709.205		3.472.761	3.539.872
				7.945.248	7.842.145
			Patrimônio Líquido		
			Capital Social Realizado	1.053.590	1.053.590
			Reservas de Lucro	785.641	785.641
			Ajuste de Avaliação Patrimonial	(857.932)	(857.932)
			Lucros/Prejuízos Acumulados	-	52.296
				981.299	1.033.595
Total do Ativo	8.926.547	8.875.740	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	8.926.547	8.875.740

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.			
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS			Em R\$ Mil
	1T18	1T19	Var %
Receita Operacional Bruta	2.900.617	3.427.454	18,2%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.687.773	1.952.423	15,7%
Suprimento de Energia Elétrica	74.815	107.344	43,5%
Ativo Regulatório	(4.423)	(253.133)	5623,1%
Energia de Curto Prazo	41.502	212.188	411,3%
Disponibilização de Rede Elétrica	814.666	1.110.299	36,3%
Doações e Subvenções	187.512	176.989	-5,6%
Renda de Prestação de Serviços	598	642	7,4%
Serviço Taxado	3.140	3.883	23,7%
Outras Receitas	596	1.309	119,6%
Receita de Construção	94.438	115.510	22,3%
Deduções da Receita Operacional	(1.158.979)	(1.335.797)	15,3%
ICMS	(535.193)	(670.364)	25,3%
PIS/COFINS	(259.477)	(305.882)	17,9%
CDE	(344.537)	(344.972)	0,1%
P&D	(8.233)	(9.916)	20,4%
PEE	(8.233)	(9.916)	20,4%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(1.659)	(1.742)	5,0%
Outros Encargos	(1.647)	6.995	524,7%
Receita Operacional Líquida	1.741.638	2.091.657	20,1%
Custos com Energia Elétrica	(1.277.756)	(1.576.403)	23,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(998.949)	(1.314.255)	31,6%
Encargo do Uso do Sistema de Transmissão	(239.280)	(215.600)	-9,9%
PROINFA	(39.527)	(46.548)	17,8%
Custos e Despesas Operacionais	(347.601)	(394.336)	13,4%
Pessoal e Administradores	(138.110)	(144.507)	4,6%
Despesa Atuarial	(6.517)	(12.962)	98,9%
Material	(3.079)	(3.581)	16,3%
Serviço de Terceiros	(44.857)	(54.834)	22,2%
Depreciação e Amortização	(51.303)	(53.646)	4,6%
Provisão de PECLD	(10.051)	(6.003)	-40,3%
Reversão de Provisão de PECLD	292	823	181,8%
Outras Provisões	(14.529)	(23.224)	59,8%
Outras Reversões de Provisões	4.103	6.369	55,2%
Outras Receitas/Despesas	10.888	12.739	17,0%
Custo de Construção	(94.438)	(115.510)	22,3%
Resultado das Atividades - EBIT	116.281	120.918	4,0%
Margem das Atividades (%)	6,7%	5,8%	
EBITDA	167.584	174.564	4,2%
Margem EBITDA (%)	9,6%	8,3%	
Resultado Financeiro	(18.542)	(25.532)	37,7%
Receita Financeira	38.965	74.094	90,2%
Despesa Financeira	(57.507)	(99.626)	73,2%
LAIR	97.739	95.386	-2,4%
IR e CSLL	(39.758)	(41.262)	
IR e CSLL Diferidos	(586)	(1.828)	
Lucro Líquido	57.395	52.296	-8,9%
Margem Líquida (%)	3,3%	2,5%	

CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M18	3M19
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	217.888	95.386
Itens que não afetam o caixa:	504.910	151.402
Amortização	207.338	53.646
Atualização Ativo Financeiro - VNR	(3.392)	(1.309)
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	32.778	5.180
Contingências	20.526	23.572
Juros e Variações Monetárias - Líquidas	173.159	43.817
Custo de Debêntures	894	229
Provisão para Plano de Benefícios Pós-Emprego	27.067	12.962
Baixa de Ativos	46.540	13.305
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	(428.844)	75.546
Contas a Receber de Clientes	(259.372)	(18.578)
Estoques	1.061	(2.148)
Tributos a Recuperar	11.048	(27.053)
Depósitos Judiciais	(6.853)	(19.239)
Subsídio Decreto Nº 7.891/2013	21.909	-
Ativos Financeiros	(226.328)	143.070
Outros Créditos	29.691	(506)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	(528.624)	(24.906)
Fornecedores	174.820	84.719
Salários e Encargos Sociais	14.190	(17.685)
Tributos e Contribuições Sociais	26.191	(2.495)
Taxas Regulamentares	(521.989)	(154.377)
Previdência Privada	(3.969)	(2.411)
Passivo Atuarial	(176.729)	(50.286)
Passivos Financeiros	(53.258)	110.828
Outros Passivos	12.120	6.801
Caixa Proveniente das Operações	(234.670)	297.428
Juros Pagos	(52.152)	(15.656)
Juros e Encargos Pagos a Partes Relacionadas	(12.743)	1.992
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(90.740)	(24.700)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	(390.305)	259.064
Atividades de Investimento	(417.134)	(92.337)
Aquisição de Bens da Concessão	(417.134)	(92.337)
Atividades de Financiamento	976.235	(118.930)
Ingressos de Recursos	1.286.412	36.562
Ingressos de Partes Relacionadas	150.000	-
Amortização de Empréstimos e Financiamentos	(354.258)	(155.492)
Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio - JCP	(7.919)	-
Amortização com Partes Relacionadas	(98.000)	-
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	168.796	47.797
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	462.466	631.262
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	631.262	679.059

CELESC GERAÇÃO S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2018	31/03/2019	Passivo e patrimônio líquido	31/12/2018	31/03/2019
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	50.035	49.380	Fornecedores	3.544	2.980
Contas a Receber	17.301	20.374	Tributos e Contribuições Sociais	16.418	9.857
Ativo Financeiro	31.433	31.893	Dividendos Propostos	19.147	12.170
Tributos a Recuperar	179	2.463	Taxas Regulamentares	246	258
Dividendos e JCP	89	67	Debêntures	26.964	35.788
Estoques	148	149	Outros Passivos	957	1.104
Outros Créditos	159	103			
	99.344	104.429		67.276	62.157
Não circulante			Não circulante		
Partes Relacionadas	92.873	94.865	Tributos Diferidos	10.144	12.660
Tributos a Recuperar	1.773	1.767	Taxas Regulamentares	2.537	2.673
Depósitos Judiciais	354	359	Provisão para Contingências	989	1.201
Ativo Financeiro	249.585	252.974	Debêntures	121.855	113.154
Outros Créditos	2.421	2.421			
Investimentos	56.033	55.589		135.525	129.688
Imobilizado	160.029	159.220			
Intangível	3.015	2.856			
	566.083	570.051	Total Passivo	202.801	191.845
			Patrimônio líquido		
			Capital Social	250.000	250.000
			Reservas de Lucro	196.920	196.920
			Ajuste de Avaliação Patrimonial	15.706	15.565
			Lucros/Prejuízos Acumulados	-	20.150
				462.626	482.635
Total do ativo	665.427	674.480	Total do passivo e patrimônio líquido	665.427	674.480

CELESC GERAÇÃO S.A.			
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS			
	1T18	1T19	Var %
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	38.285	46.077	20,4%
Fornecimento de Energia Elétrica	9.097	7.104	-21,9%
Suprimento de Energia Elétrica	15.654	21.370	36,5%
Energia de Curto Prazo	3.967	5.451	37,4%
Receita Financeira - Juros e Atualização BO	9.567	12.152	27,0%
Deduções da Receita Operacional (R\$ mil)	(3.833)	(4.262)	11,2%
PIS/COFINS	(3.244)	(3.684)	13,6%
Comp. Financ. p/ Utiliz. De Recursos Hídricos	(316)	(265)	-16,1%
RGR e P&D	(207)	(245)	18,4%
Taxa de Fiscalização Regulatória ANEEL	(66)	(68)	3,0%
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	34.452	41.815	21,4%
Custos com Energia Elétrica (R\$ mil)	(5.472)	(5.317)	-2,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4.892)	(4.709)	-4%
Encargos do Uso do Sistema	(580)	(608)	4,8%
Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	(5.141)	(4.545)	-11,6%
Pessoal, Administradores	(2.888)	(2.795)	-3,2%
Material	(43)	(80)	86,0%
Serviço de Terceiros	(1.828)	(2.112)	15,5%
Depreciação / Amortização	(1.417)	(1.301)	-8,2%
Provisões, líquidas	1.130	1.850	63,7%
Outras Receitas / Despesas	(95)	(107)	12,6%
Resultado Equivalência Patrimonial (R\$ mil)	7	(466)	-6757,1%
Resultado das Atividades - EBIT (R\$ mil)	23.846	31.487	32,0%
Margem das Atividades (%)	69,2%	75,3%	
EBITDA (R\$ mil)	25.263	32.788	29,8%
Margem EBITDA (%)	73,3%	78,4%	
Resultado Financeiro (R\$ mil)	(1.607)	(939)	41,6%
Receita Financeira	1.960	2.469	26,0%
Despesa Financeira	(3.567)	(3.408)	-4,5%
LAIR (R\$ mil)	22.239	30.548	37,4%
IR e CSLL	(5.996)	(8.022)	33,8%
IR e CSLL Diferidos	(1.557)	(2.517)	61,7%
Lucro Líquido (R\$ mil)	14.686	20.009	36,2%
Margem Líquida (%)	42,6%	47,9%	

CELESC GERAÇÃO S.A.		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M18	3M19
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	77.019	30.548
Ajustes	(13.205)	(10.782)
Depreciação e Amortização	5.603	1.301
Baixa de ativo imobilizado/intangível	14	87
Equivalência Patrimonial	(355)	466
Provisões/Reversões para Contingências	(13)	212
Reversão/Provisão para Perdas Ativo Imobilizado	(4.406)	-
Reversão/Provisão para Perdas de Investimentos	5.217	-
Variações Monetárias	14.034	3.358
Receita Financeira Mútuo	(5.587)	(1.992)
Perdas Estimadas em Crédito de Liquidação Duvidosa	13.654	(2.062)
Ativo Financeiro Atualização	(41.366)	(12.152)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	17.106	7.223
Contas a Receber de Clientes	(12.597)	(1.011)
Tributos a Compensar ou Recuperar	(2.923)	(116)
Estoques	35	(1)
Depósitos Judiciais	(12)	(5)
Ativo Financeiro	32.511	8.303
Outros Ativos	92	53
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	756	(91)
Fornecedores	613	(564)
Taxas Regulamentares	508	148
Tributos e Contribuições Sociais	(152)	178
Outros Passivos	(213)	147
Caixa Proveniente das Operações	81.676	26.898
Juros pagos e recebidos	(12.959)	(3.235)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(25.302)	(16.921)
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	43.415	6.742
Atividades de Financiamento	(9.918)	(6.977)
Ingressos de Debêntures	147.059	-
Dividendos pagos e Juros sobre capital próprio - JCP	(6.977)	(6.977)
Amortização de Empréstimos/Debêntures	(150.000)	-
Atividades de Investimento	(60.542)	(420)
Aquisição de Investimentos	(9.926)	-
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(8.701)	(390)
Aquisição de Intangível	(571)	(30)
Partes Relacionadas - Contrato Mútuo	(150.000)	-
Partes Relacionadas - Contrato Mútuo	98.000	-
Juros Recebidos Mútuo	10.656	-
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	(27.045)	(655)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	77.080	50.035
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	50.035	49.380

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS
BALANÇO PATRIMONIAL

Em R\$ Mil

Ativo	31/12/2018	31/03/2019	Passivo e Patrimônio Líquido	31/12/2018	31/03/2019
Circulante			Circulante		
Caixa e Equivalentes de Caixa	6.957	4.687	Fornecedores	160.087	169.785
Aplicações Financeiras	45.161	43.792	Tributos e Contribuições	6.113	15.448
Fornecimento de Gás	59.775	73.388	Obrigações Sociais e Trabalhistas	8.608	8.543
Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.470)	(4.847)	Financiamentos e Encargos	5.540	5.605
Tributos a Recuperar	2.136	8.761	Provisões para Contingências	5.327	5.373
Estoques	2.725	2.716	Outras Obrigações	29.883	14.801
Outros Créditos	809	636			
Pagamento Antecipado	403	3.571			
	113.496	132.705		215.557	219.555
Não Circulante			Não Circulante		
Aplicações Financeiras	1.827	1.849	Tributos Diferidos	-	126
Crédito SOP/TOP	5.232	6.350	Empréstimos e Financiamentos	13.196	11.845
Tributos	62.821	61.891	Outras Obrigações	339	322
Depósito Judicial	3.951	4.023		13.535	12.293
Contas a Receber/Clientes	129.243	134.602			
Intangível em Serviço/ Rede de Distribuição	161.589	157.145		229.093	231.848
Intangível em Formação	12.622	15.661	Patrimônio Líquido		
Intangível Bens de Uso	6.984	6.840	Capital Social	167.968	167.968
	384.269	388.361	Reserva de Lucros	100.704	100.704
			Lucros Acumulados	-	20.545
				268.672	289.218
Total do Ativo	497.765	521.066	Total do Passivo e Patrimônio Líquido	497.765	521.066

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA - SCGÁS			
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS			
	1T18	1T19	Em R\$ Mil Var %
Receita Operacional Bruta	181.005	305.382	68,7%
Deduções da Receita Operacional	40.414	67.624	67,3%
Receita Operacional Líquida	140.591	237.758	69,1%
Custo Variável	114.554	174.126	52,0%
Custos Fixos	4.647	5.104	9,8%
Despesas com Vendas	1.876	1.893	0,9%
Despesas Administrativas	7.004	7.309	4,4%
Outras Despesas/Receitas Operacionais	10.845	10.432	-3,8%
Resultado Operacional	1.665	38.894	2235,4%
Depreciação e Amortização	7.536	7.322	-2,8%
EBTIDA	630	38.011	5936,7%
Margem EBTIDA	0,45%	15,99%	
Resultado Financeiro	(518)	(441)	-14,8%
Receita Financeira	329	604	83,3%
Despesas Financeiras	847	(1.045)	-223,4%
LAIR (R\$ mil)	(6.388)	31.131	587,3%
IR e CSLL	1.208	9.788	
IR e CSLL Diferido	(2.583)	798	
Lucro Líquido	(5.014)	20.545	509,8%
Margem Líquida (%)	-3,6%	8,6%	

COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARIA - SCGÁS		
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)		Em R\$ Mil
	12M18	3M19
Lucro/Prejuízo antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	(32.097)	20.545
Ajustes	48.621	2.059
Depreciação e Amortização	31.535	7.499
Constituição de Provisão para Contingências Passivas	2.526	47
Constituição de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	181	378
Constituição Provisão <i>Impairment</i>	14.234	9.528
Atualização Ship/Take or Pay e Variação Cambial Transporte	145	(16.191)
Imposto de renda diferido	-	798
Variações nos Ativos e Passivos	26.308	(3.281)
Contas a Receber de Clientes	(40.048)	(18.972)
Tributos a Recuperar	(681)	(6.368)
Estoques	(516)	9
Tributos e Valores Mobiliários	120	(22)
Créditos nas Operações de Venda e Aquisição de Gás	(9.701)	-
Outras Contas do Ativo	(727)	(2.172)
Fornecedores	76.121	14.347
Obrigações Tributárias	2.230	9.335
Obrigações Sociais e Trabalhistas	385	(66)
Cauções em Garantia	(875)	626
Caixa Líquido Proveniente das Atividades Operacionais	42.832	19.323
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimentos	(17.183)	(5.951)
Adições ao Intangível	(17.183)	(5.951)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento	24.417	(17.010)
Amortização de Empréstimos	(5.450)	(17.010)
Obtenção de Empréstimos	29.867	-
Total dos Efeitos de Caixa e Equivalentes de Caixa	50.066	(3.638)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	2.052	52.118
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	52.118	48.479