



# **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

# **2019**



# Conteúdo

**Relatório dos auditores independentes sobre a revisão das demonstrações financeiras**

**Balço patrimonial**

**Demonstração do resultado**

**Demonstração do resultado abrangente**

**Demonstração das mutações do patrimônio líquido**

**Demonstração dos fluxos de caixa**

**Demonstração do valor adicionado**

**Notas explicativas às demonstrações financeiras**

**Parecer do Conselho Fiscal**



KPMG Auditores Independentes  
Av. Djalma Batista, 1.661 - Sala 803  
Millennium Center - Business Tower  
69050-010 - Manaus/AM - Brasil  
Caixa postal 3751  
Telefone +55 (92) 2123-2350  
kpmg.com.br

# Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

**Aos Conselheiros e Diretores da  
Amazonas Energia S.A.  
Manaus - Amazonas**

## Opinião com ressalva

Examinamos as demonstrações financeiras da Amazonas Energia S.A. (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos nos valores correspondentes de 31 de dezembro de 2018 do assunto descrito na seção a seguir intitulada “Base para opinião com ressalva”, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Amazonas Energia S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

## Base para opinião com ressalva

O relatório de auditoria relativo às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 conteve ressalva em função de a Companhia ter reconhecido indevidamente no resultado daquele exercício reversão da provisão para pagamentos com o fornecedor El Paso Amazonas Energia Ltda. que deveria ter sido revertida em anos anteriores. Consequentemente, em 31 de dezembro de 2018 o resultado do exercício foi apresentado a menor em R\$ 126.746 mil. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras do período corrente inclui modificação em decorrência do efeito desse assunto sobre a comparabilidade dos valores correntes com os valores correspondentes.

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

### Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida às sociedades anônimas de capital fechado, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está reconciliada às demais demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, exceto pelos efeitos nos valores correspondentes de 31 de dezembro de 2018 do assunto descrito na seção acima intitulada “Base para opinião com ressalva”, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente preparada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

### Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Em decorrência do assunto descrito na seção “Base para opinião com ressalva”, concluímos que as outras informações também apresentam distorção relevante pela mesma razão com relação aos valores e outros aspectos descritos na referida seção.

### Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

### Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais

de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Manaus, 12 de maio de 2020

KPMG Auditores Independentes  
CRC SP-014428/O-6 F-AM



Marcelo Pereira Gonçalves  
Contador CRC 1SP220026/O-3

## BALANÇO PATRIMONIAL

Em 31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de Reais)

<b>ATIVO</b>	<b>NOTA</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	11	29.463	18.600
Contas bancárias Vinculadas	11.a	3.357	21.272
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	12	25.004	194.502
Clientes	13	912.465	694.305
Tributos e contribuições sociais	14	2.388	2.431
Estoques	15	110.524	67.920
Investimentos temporários	17.1	95.939	-
Direito de ressarcimento	16	312.743	447.140
Ativo regulatório	18	623.693	511.714
Outros ativos	19	305.543	3.047.215
		<b>2.421.119</b>	<b>5.005.099</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Clientes	13	200.159	114.250
Tributos e contribuições sociais	14	1.639.392	1.315.992
Cauções e depósitos judiciais	28	381.286	382.516
Investimentos temporários	17.1	121.479	-
Direito de ressarcimento	16	-	2.534.917
Ativo regulatório	18	2.299.640	2.461.054
Ativo contratual	20.a	643.128	310.912
Ativo financeiro	20.b	258.817	1.775.315
Outros ativos	19	24.798	5
<b>Investimentos</b>		<b>17.968</b>	<b>17.968</b>
<b>Intangível</b>	21	<b>1.364.144</b>	<b>84.658</b>
<b>Imobilizado</b>	22	<b>133.441</b>	<b>139.826</b>
		<b>7.084.252</b>	<b>9.137.413</b>
<b>TOTAL</b>		<b>9.505.371</b>	<b>14.142.512</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

## BALANÇO PATRIMONIAL

Em 31 de dezembro

(Valores expressos em milhares de Reais)

<b>PASSIVO</b>	<b>NOTA</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	24	1.210.123	1.974.473
Empréstimos e financiamentos	25	84.738	5.441.881
Tributos e contribuições sociais	14	160.330	88.052
Obrigações estimadas	26	34.646	46.494
Passivo regulatório	18	214.053	297.912
Outros passivos	27	262.618	2.342.895
		<b>1.966.508</b>	<b>10.191.707</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	24	274.859	-
Empréstimos e financiamentos	25	6.245.769	11.555.708
Tributos e contribuições sociais	14	330	1.087
Benefício pós emprego		2.919	6.733
Provisões para causas judiciais	28	1.392.368	1.433.400
Obrigações de ressarcimento	16	1.874.085	1.021.087
Outros passivos	27	79.946	71.102
		<b>9.870.276</b>	<b>14.089.117</b>
<b>Patrimônio Líquido (passivo a descoberto)</b>			
Capital social	29	11.146.667	4.610.171
Ajuste de avaliação patrimonial		(2.886)	(9.648)
Prejuízos acumulados		(13.475.194)	(14.738.835)
		<b>(2.331.413)</b>	<b>(10.138.312)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>9.505.371</b>	<b>14.142.512</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**  
**Exercícios findos em 31 de dezembro**  
(Valores expressos em milhares de Reais)

	<b>NOTA</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	30	<b>4.669.181</b>	<b>4.675.067</b>
<b>CUSTO OPERACIONAL</b>			
Custo com Energia Elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda	31	4.432.592	2.706.665
Custo de Operação		(1.537.114)	1.563.350
Pessoal, material e serviços de terceiros	32.1	583.169	553.485
Depreciação e amortização		75.530	123.440
Combustível para produção de energia elétrica	32.2	1.481.984	3.921.087
Recuperação de despesas - CCC	32.3	(3.592.886)	(3.564.462)
Outros	33	(84.912)	529.800
Custo de construção		338.188	258.877
<b>LUCRO BRUTO</b>		<b>1.435.515</b>	<b>146.175</b>
Despesas Operacionais	34	(627.630)	379.414
RESULTADO DO SERVIÇO DE E. ELÉTRICA		2.063.145	(233.239)
RESULTADO FINANCEIRO	35	(666.625)	(1.060.661)
RESULTADO ANTES IMP. DE RENDA E CONT. SOCIAL		1.396.520	(1.293.900)
Imposto de Renda e Contribuição Social	14.1	(132.879)	-
<b>LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.263.642</b>	<b>(1.293.900)</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.



**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE**

**Exercícios findos em 31 de dezembro**

(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Lucro Líquido(Prejuízo) do exercício</b>	<u>1.263.642</u>	<u>(1.293.900)</u>
Ganho (perda) atuarial	<u>6.761</u>	<u>(3.010)</u>
<b>Total do resultado abrangente do período</b>	<u>1.270.403</u>	<u>(1.296.910)</u>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**  
**Exercícios findos em 31 de dezembro**  
(Valores expressos em milhares de Reais)

DESCRIÇÃO	NOTA	Capital Social	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Prejuízos Acumulados	TOTAL
			(6.638)	(16.619.894)	(12.016.361)
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2018</b>		<b>4.610.171</b>			
Perda atuarial		-	(3.010)	-	(3.010)
Baixa da equivalência AmGT		-	-	308.128	308.128
Dação em Pagamento AmGT		-	-	2.866.831	2.866.831
Prejuízo do período		-	-	<b>(1.293.900)</b>	<b>(1.293.900)</b>
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2018</b>		<b>4.610.171</b>	<b>(9.648)</b>	<b>(14.738.835)</b>	<b>(10.138.312)</b>
Ganho atuarial			6.762	-	6.762
Aporte de Capital Sócios	2.1.2	491.370	-	-	491.370
Aporte de Capital Empregados		90	-	-	90
Conversão de Dívidas	2.1	6.045.036	-	-	6.045.036
Lucro Líquido do exercício		-	-	1.263.641	1.263.641
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2019</b>		<b>11.146.667</b>	<b>(2.886)</b>	<b>(13.475.194)</b>	<b>(2.331.413)</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

## DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro  
(Valores expressos em milhares de Reais)

		<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>FLUXO DE CAIXA - ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>NOTA</b>		
<b>Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</b>		<b>1.263.642</b>	<b>(1.293.900)</b>
<b>Ajustes p/ reconciliar o lucro/(prejuízo) com o caixa gerado pelas atividades operacionais</b>			
Depreciação e amortização	21/22	93.584	138.412
Encargos financeiros de empréstimos	35	448.055	338.325
Desconto Financeiro - Parcelamentos Petrobras		(92.324)	-
Encargos financeiros do AFAC		-	331
Encargos financeiros de parcelamentos		154.371	1.101.100
Encargos financeiros não recebidos da CCC		-	(123.455)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	35	(15.191)	21.724
Atualização Monetária das contingências	35	147.809	125.050
Atualização Monetária ativo/ passivo regulatório	35	4.320	182
Atualização Monetária Ativo Setorial - RGR	35	(141.809)	(218.319)
Variação monetária e cambial líquida	35	(401)	(3.918)
Acréscimo moratório sobre energia vendida	35	(113.461)	(103.765)
Imposto de Renda e Contribuição Social	14.1	132.879	-
AVP - Avaliação atuarial		6.761	(3.010)
Valor Novo de Reposição - VNR	34	(28.136)	(82.286)
Provisão Operacional CCC	34.1	(951.037)	398.963
Provisão para passivo a descoberto em investida	34.1	-	(119.500)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	34.1	379.625	461.497
Reversão Provisão p/ crédito de liquidação duvidosa	34.1	(368.222)	(221.418)
Perdas com Clientes	34.1	291.771	178.881
Provisão para contingências judiciais	34.1	179.248	230.155
Reversão para contingências judiciais	34.1	(331.615)	(194.083)
Provisão p/ redução valor recuperável de estoques	34.1	(20.120)	(39.674)
Baixa de ativo imobilizado	22	310	67
Baixa de ativo intangível	21	37.577	483
		<b>1.077.635</b>	<b>591.842</b>
<b>Variações no ativo circulante</b>			
Contas bancárias vinculadas		(3.357)	(21.272)
Títulos e Valores Mobiliários		169.498	(188.359)
Clientes		(407.872)	(321.924)
Estoque		(22.484)	75.779
Investimentos Temporários		(95.939)	-
Tributos e contribuições sociais		43	(1.356)
Direito de ressarcimento		134.397	874.606
Ativos regulatórios - OCPC 08		(122.139)	(307.566)
Outros		(134.522)	(2.803.062)
		<b>(482.375)</b>	<b>(2.693.154)</b>
<b>Variações no ativo não circulante</b>			
Clientes		(85.909)	2.998
Tributos e contribuições sociais		(323.400)	57.899
Investimentos Temporários		(121.479)	-
Direito de ressarcimento		(569.596)	(538.415)
Ativos regulatórios		303.223	(1.694.199)
Outros		5	(5)
		<b>(797.156)</b>	<b>(2.171.721)</b>
<b>Variações no passivo circulante</b>			
Fornecedores		(268.351)	(4.487.362)
Arrendamento mercantil		-	6.214

Tributos e contribuições sociais		(52.266)	22.695
Obrigações estimadas		(11.848)	(7.086)
Passivos Regulatórios - OCPC 08		(89.699)	211.447
Outros		1.334.465	2.311.830
		<b>912.301</b>	<b>(1.942.262)</b>
<b>Variações no passivo não circulante</b>			
Fornecedores		274.859	(146.728)
Obrigações de ressarcimento		852.998	(41.546)
Arrendamento mercantil		-	(85.330)
Tributos e contribuições sociais		(757)	4.097
Provisão para passivo a descoberto em investida		-	(328.127)
Benefício pós emprego		(3.814)	5.086
Obrigações especiais - ativo financeiro contratual		67.010	340.594
Provisões para causas judiciais		(36.475)	(943)
Outros		8.844	3.203.901
<b>CAIXA GERADO - ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>1.162.665</b>	<b>2.951.004</b>
Pagamento de encargos financeiros		(438.052)	(613.049)
Depósitos judiciais		16.421	(20.132)
		<b>(421.631)</b>	<b>(633.181)</b>
<b>CAIXA LÍQ. GERADO - ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>1.451.440</b>	<b>(3.897.472)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIV. DE INVESTIMENTO</b>			
Aquisição de Ativo Contratual	20	(238.224)	(249.956)
Aquisição de ativo imobilizado	22	(14.446)	(2.592)
Aquisição de ativo intangível	21	(6.492)	(1.540)
Aquisição de ativo intangível - concessão		-	(3.237)
<b>CAIXA LÍQ. UTILIZADO - ATIV. DE INVESTIMENTO</b>		<b>(259.162)</b>	<b>(257.325)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIV. DE FINANCIAMENTO</b>			
Aporte de Capital		491.460	-
Empréstimos obtidos	25.c	176.305	474.379
Captação Novos Financiamentos	25.c	480.753	5.385.124
Pagamentos de financiamentos	25.c	(2.339.238)	(1.763.670)
Pagamentos de empréstimos	25.c	(8.610)	-
<b>CAIXA LÍQ. UTILIZ. ATIV. FINANCIAMENTO</b>		<b>(1.199.330)</b>	<b>4.095.833</b>
<b>REDUÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(7.052)</b>	<b>(58.963)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		39.872	77.563
Caixa e equivalentes de caixa no final do período		32.820	18.600
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(7.052)</b>	<b>(58.963)</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**  
**Exercícios findos em 31 de dezembro**  
(Valores expressos em milhares de Reais)

	<u>NOTA</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>		<b>5.356.333</b>	<b>5.759.054</b>
Receitas de vendas de energia e serviços		5.338.998	5.754.132
Outras receitas		17.335	4.922
<b>INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>		<b>2.045.786</b>	<b>4.052.010</b>
Custo da energia elétrica comprada	31	4.432.592	2.706.665
Serviços de terceiros		324.093	242.742
Material		70.541	37.804
Combustíveis p/produção de energia elétrica		1.481.984	3.921.087
Recuperação de Despesa - CCC		(3.592.886)	(3.564.462)
Custo de construção		338.188	258.877
Provisões operacionais - CCC	34.1	(951.037)	-
Provisão para perdas em estoque	34.1	(20.120)	(39.674)
Valor Novo de Reposição – VNR	34	(28.136)	(82.286)
Outros		(9.434)	571.258
<b>VALOR ADICIONADO BRUTO</b>		<b>3.310.547</b>	<b>1.707.044</b>
<b>RETENÇÕES</b>		<b>244.391</b>	<b>474.580</b>
Depreciação e amortização	21/22	93.584	139.049
(Provisões)Reversões de provisões		150.807	335.532
<b>VALOR ADICIONADO LÍQUIDO</b>		<b>3.066.156</b>	<b>1.232.464</b>
<b>VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO</b>		<b>493.563</b>	<b>456.535</b>
Receitas financeiras		493.563	456.535
<b>VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR</b>		<b>3.559.719</b>	<b>1.688.999</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>			
<b>Remuneração do trabalho</b>		<b>260.594</b>	<b>306.043</b>
<b>Governos (Impostos e contribuições)</b>		<b>757.387</b>	<b>1.120.276</b>
Contribuições Sociais INSS e FGTS		71.301	80.416
ICMS	30	240.709	528.473
COFINS e PIS/PASEP	30	312.498	511.387
Imposto de Renda e Contribuição Social		132.879	-
<b>Financiadores</b>		<b>1.161.486</b>	<b>1.517.374</b>
Encargos de dívidas, variação monetária e outros		1.160.188	1.517.196
Aluguéis		1.298	178
<b>Encargos setoriais</b>		<b>116.611</b>	<b>39.205</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.263.642</b>	<b>(1.293.900)</b>
<b>VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO</b>		<b>3.559.719</b>	<b>1.688.999</b>

As notas explicativas são parte integrantes das demonstrações financeiras.

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

### **NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL**

A Amazonas Energia S/A - (“Companhia” ou “AmE”) constituída na forma de sociedade anônima é uma sociedade de capital fechado, de direito privado, tendo como atividade principal a distribuição de energia elétrica. Sua sede está localizada na Avenida Sete de Setembro, nº 2.414, Cachoeirinha - Manaus - Amazonas.

A Companhia detém a concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 01/2019-ANEEL, celebrado em 11/04/2019, vigente até 10 de abril de 2049. (mais informações e contexto dessa concessão vide **Nota 2.1**).

#### **NOTA 1.1 – CONTINUIDADE OPERACIONAL DA COMPANHIA**

A Companhia obteve lucro em suas operações no exercício findo de 31 de dezembro de 2019 de R\$ 1.263.642, patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) no montante de R\$ 2.331.413 e prejuízos acumulados de R\$ 13.475.194.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia, de acordo com o CPC 26 (R1).

As ações de melhoria operacional e aportes de recursos estão sendo realizados decorrente da privatização da Companhia, ocorrida em abril de 2019. (**Nota 2.1**).

Essas ações compõem o plano de negócios cujo objetivo é apresentar uma solução para o crescimento sustentável da Companhia, garantindo os investimentos e a rentabilidade do capital, agregando valor aos acionistas, colaboradores e clientes.

Dentre os pilares estratégicos para criação de valor da concessionária está a necessidade da realização de um processo de revisão tarifária extraordinária, com o objetivo de remunerar de forma justa o ativo em serviço visando o equilíbrio - econômico financeiro da Concessão. Esse Projeto RTE (Revisão Tarifária Extraordinária), implementado em 2019, tem como potencial benefício, aumentar a base de remuneração líquida em aproximadamente R\$ 1,6 bilhão em 2020, e promover um Índice de Reposicionamento Tarifário compatível com as necessidades da Amazonas Energia, quando da Homologação da RTE.

Destacam-se ainda, iniciativas junto a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Ministério de Minas e Energia - MME e Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, para rápida solução dos ativos e passivos regulatórios, visando a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro da empresa. Tais iniciativas dizem respeito à negociações dos contratos de compra de energia em virtude de sobrecontratação, tanto de geradores localizados fora do Estado do Amazonas, quanto com a geradora local, Amazonas Geração e Transmissão – AmGT.

### **NOTA 2 – PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **NOTA 2.1 – PRIVATIZAÇÃO DA AMAZONAS ENERGIA S.A**

Em comunicado datado de 10 de abril de 2019, a Eletrobras divulgou aos seus acionistas e ao mercado em geral, que nesta data, foi verificado o cumprimento de todas as condicionantes previstas no edital de leilão nº 2/2018-PPI/PND e seus anexos (“Edital”), relacionado ao procedimento licitatório na modalidade de leilão (“Leilão”), para a outorga de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à transferência do controle acionário da distribuidora de energia elétrica AmE para o Consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços LTDA e ATEM’S Distribuidora de Petróleo S.A. (“Comprador”), quais sejam:

- (a) Aprovação prévia pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE (“CADE”), em 02 de abril de 2019;
- (b) Anuência prévia pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“ANEEL”), conforme publicado no Diário Oficial da União em 21 de março de 2019;

(c) Ajustes, pela Eletrobras, no valor total de R\$ 8.911.867, sendo o valor de R\$ 6.045.036 referente à conversão de dívidas em capital social da AmE, por meio da Assembleia Geral Extraordinária da AmE, de 03 de Abril de 2019, e o valor de R\$ 2.866.831 referentes à dação em pagamento da Amazonas Geração e Transmissão S.A (“Amazonas GT”), nos termos do inciso VI e § 2º do art. 3º da Resolução CPPI nº 20/2017 e alterações posteriores;

(d) Liquidação financeira, pelo Comprador, da compra das ações de emissão da AmE.

(e) pagamento integral, pela Compradora, da remuneração devida à B3, na qualidade de responsável pela operacionalização da liquidação do Leilão.

Além disso, se tornou eficaz a cessão de direitos da AmE para a Eletrobras, referentes à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras das Distribuidoras na data base dos estudos de avaliação, considerando os ajustes até 30 de junho de 2017, no valor de R\$ 4.055.550, sendo que a Eletrobras assumiu, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme condições estabelecidas na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos - CPPI número 20, de 08 de novembro de 2017 e alterações posteriores. Destaca-se nesse item a transferência de todo o risco da operação para a Eletrobras, nos termos estabelecido no § 1º-B, do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, alterado pela Medida Provisória nº 879/2019, e aprovado pela Assembleia de Acionistas, na 170ª AGE, que decidiu pela assunção do citado crédito, sem estabelecer qualquer outra condição futura, assumindo todo e qualquer risco futuro.

Diante do cumprimento de todas as condicionantes do Edital, a Eletrobras transferiu para a Compradora, na data de 10/04/2019, 16.569.012.655 ações ordinárias de emissão da AmE, representativas de aproximadamente 90% do seu capital social, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre a Companhia e o Comprador (“Contrato de Compra e Venda de Ações”);

Também em 10 de abril de 2019, conforme Assembleia Geral Extraordinária - AGE, foi realizada a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Ações e transferência do controle acionário de aproximadamente 90% das ações do Capital Social para Consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços LTDA e ATEM'S Distribuidora de Petróleo S.A, as quais passaram a deter 90% do seu capital social.

Em agosto/2019 a acionista ELETROBRAS cedeu o seu direito de preferência na subscrição de 1.720.071.872 ações, equivalente a 8,93% do capital social, aos Empregados e Aposentados da Companhia, nos termos do do Edital do Leilão nº 02/2018 – PPI/PND.

### **Acordo de Acionistas**

Também foi celebrado na data de 10/04/2019, o Acordo de Acionistas da AmE, entre os compradores e a Eletrobras, assegurado o direito desta, dentro do prazo de 180 dias, a contar da presente data, de realizar um aumento de capital na AmE, de forma a aumentar a sua participação acionária em até 30% no capital social total da referida distribuidora, que não foi exercido,.

#### **2.1.2 Aporte de Capital**

Realizado na data de 10/04/2019, pelos compradores Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda e Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. o aporte de capital obrigatório na AmE, no valor de R\$ 491.370, nos termos previstos no Edital.

#### **2.1.3 Alteração de Razão Social**

A partir de 10 de abril de 2019, a Companhia alterou sua razão social para Amazonas Energia S.A., sociedade anônima de capital fechado.

#### **2.1.4 Contrato de Concessão**

Em 11 de abril de 2019, foi celebrado o novo Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 01/2019-ANEEL (nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013) entre a União e o Consórcio Oliveira Atem, por meio do qual se formalizou a transferência do controle acionário da Amazonas Energia, conforme previsto no Edital do Leilão nº 2/2018.

O novo Contrato de Concessão será por um prazo de 30 (trinta) anos iniciando-se em 11 de abril de 2019 e terminando em 10 de abril de 2049.

### **NOTA 3 - BASE DE PREPARAÇÃO**

As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) e as orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL.

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para publicação pelo Conselho de Administração da Companhia em 12 de maio de 2020.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido ao uso de arredondamentos, os números apresentados ao longo dessas demonstrações contábeis podem não perfazer precisamente os totais apresentados.

Mudanças nas principais políticas contábeis estão descritas na **(Nota 6)**.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

### **NOTA 4 - MOEDA FUNCIONAL E MOEDA DE APRESENTAÇÃO**

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo.

### **NOTA 5 - USO DE ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS**

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

#### **(a) Julgamentos**

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras, exceto aqueles que envolvem estimativas, estão incluídas na seguinte nota explicativa:

- **Nota explicativa 13 – Receita não faturada:** Estimativas dos montantes da receita sobre a energia consumida, porém não faturada;
- **Nota explicativa 13 – Contas a receber:** Critérios de análise de risco de crédito para determinação da provisão para redução ao valor recuperável;
- **Nota explicativa 20 – Ativo financeiro :** Critério de apuração e atualização do ativo financeiro da concessão;
- **Nota explicativa 39 Benefício pós emprego - mensuração de obrigações de benefícios definidos:** principais premissas atuariais.
- **Nota explicativa 36 - Instrumentos financeiros e Gestão de Riscos:** Definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos.



### **(b) Incertezas sobre premissas e estimativas**

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas em 31 de dezembro de 2019 que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 13 – Clientes:** reconhecimento e mensuração da perda com créditos de liquidação duvidosa e estimativa de renda não faturada;
- **Nota explicativa 18 – Ativos e Passivos regulatórios:** reconhecimento e mensuração dos ativos e passivos regulatórios;
- **Nota explicativa 28 – Provisão para causas judiciais :** reconhecimento e mensuração de provisões e contingências: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos;
- **Nota explicativa 39 - Benefício pós emprego -** mensuração de obrigações de benefícios definidos: principais premissas atuariais.

### **(c) Mensuração do valor justo**

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
- Nível 2: inputs, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3: inputs, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A Companhia reconhece as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do período das demonstrações financeiras em que ocorreram as mudanças.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas na mensuração dos valores justos estão incluídas na nota **36.2**.

## **NOTA 6 – MUDANÇA NAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

A partir de 1º de janeiro de 2019, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil, emitida em janeiro de 2016 em substituição à versão anterior da referida norma (CPC 06 (R1)). (Vide Nota 9).

## **NOTA 7 - BASE DE MENSURAÇÃO**

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, com exceção dos seguintes itens, que são mensurados a cada data de reporte e reconhecidos no balanços patrimoniais:

- Instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- Os custos de planos de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxa de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data de balanço.

## NOTA 8 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras.

### (a) Caixa e equivalentes de caixa

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera equivalentes de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação;

### (b) Títulos e valores mobiliários

A Companhia aplica recursos em títulos e valores mobiliários com vencimentos de curto prazo para a utilização desses recursos antes do vencimento. Sua classificação em circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo possuírem liquidez imediata. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável.

### (c) Clientes

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, pelo uso do sistema de distribuição de consumidores livres, pelos serviços prestados, pelos acréscimos moratórios, pelos créditos decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, dentre outros.

O saldo inclui o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

Os valores apresentados na conta de clientes estão contabilizados com base no regime de competência, e são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado, relacionados a consumidores, revendedores e outros estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48 Instrumentos financeiros (nota explicativa 13, que é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas no recebimento dos clientes, cuja recuperação seja considerada improvável).

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (**Nota 13**).

### (d) Estoques

Os estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo dos estoques é baseado no princípio do custo médio de aquisição e inclui gastos incorridos na aquisição de estoques e outros custos incorridos em trazê-los às suas localizações e condições existentes.

Os estoques de materiais para consumo são classificados no ativo circulante, não sendo depreciados ou amortizados, e os estoques de materiais destinados às obras/manutenção dos sistemas de distribuição são classificados no ativo financeiro ou intangível.

### (e) Investimentos Temporários

Os investimentos temporários representam aplicação de recursos financeiros em títulos e valores mobiliários disponíveis no mercado, ou direitos representativos destes, cuja a natureza não seja de liquidez imediata, derivados de receitas financeiras ou de lucros com a negociação.

Os investimentos temporários são avaliados ao custo de aquisição, e, quando aplicável, acrescidos da atualização monetária, dos juros e outros rendimentos auferidos.

#### **(f) Ativo contratual (infraestrutura em construção)**

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, devem ser classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção) pois a Companhia terá o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão. **(Nota 20)**.

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção.

Redução ao valor recuperável: os saldos relacionados ao ativo contratual (infraestrutura em construção) estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48 Instrumentos financeiros.

#### **(g) Ativo financeiro**

Os ativos financeiros referem-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão **(Nota 20)**.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros "valor justo por meio de resultado", pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

#### **(h) Intangível**

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de prestação do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado).

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável **(Nota 21)**.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível é apropriada de forma sistemática ao longo da sua vida útil estimada. Assim, esses bens devem ser amortizados, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da prestação do serviço, pelo método linear.

A amortização do intangível é reconhecida no resultado e registrada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente.

#### **(i) Imobilizado**

##### **Reconhecimento e mensuração**

É avaliado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada e perda por redução ao valor recuperável.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

Em função da adoção pela Companhia dos Pronunciamentos Técnicos ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e o OCPC 05 - Contratos de Concessão, os valores registrados como ativo imobilizado correspondem a todos os bens que não são utilizados na atividade fim da Companhia. Demais ativos vinculados a prestação do serviço, foram reclassificados como ativos contratuais, ativos financeiros indenizáveis (Concessão) e ativos intangíveis.

### **Depreciação**

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo, calculada pelo método linear, de acordo com as taxas fixadas, que representam uma base razoável de vida útil dos respectivos bens.

As vidas úteis estimadas e as taxas adotadas pela Companhia são aquelas estabelecidas pela ANEEL conforme Resolução Normativa 674 de 11 de agosto de 2015 e estão em consonância com os critérios estabelecidos na norma contábil, CPC 27.

### **(j) Redução ao valor recuperável (Impairment)**

#### **Ativos financeiros não-derivativos**

Ativos financeiros não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

#### **Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa**

A provisão é constituída com base na perda esperada, ou seja, perdas de créditos que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência, utilizando uma matriz de provisão para reconhecimento, em taxas de perdas históricas (últimos 24 meses), probabilidade futura de inadimplência e na melhor expectativa da administração. Considera, também, o aging list individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros **(Nota 13)**

#### **Ativo Intangível**

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável (impairment), quando aplicável. A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica, considerando que os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente, quando há indicativos de impairment, o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, considerando que não há mercado ativo para os ativos vinculados à concessão, avaliando se há indicação de que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo (Nota 23).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos, acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

#### **Ativos não financeiros**

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão para redução de ativo não financeiro, ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o valor em uso.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto que reflita o custo médio ponderado de capital para o setor em que opera a unidade geradora de caixa.

Uma perda é reconhecida, na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável.

#### **(k) Demonstrações de valor adicionado**

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras.

#### **(l) Empréstimos e Financiamentos**

São instrumentos financeiros registrados pelo valor líquido dos custos incorridos nas transações e subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ou seja, custo inicial, acrescido das variações monetárias e dos juros incorridos até a data do balanço patrimonial, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos **(Nota 25)**.

#### **(m) Receitas e despesas financeiras**

As receitas e despesas financeiras da Companhia compreendem: receita de juros com aplicações financeiras; despesa de juros de empréstimos e atualização monetária de fornecedores; ganhos/perdas líquidos de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; ganhos/perdas líquidos de variação cambial sobre ativos e passivos financeiros; perdas de valor justo em contraprestação contingente classificada como passivo financeiro;

A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método de juros efetivos. **(Nota 35)**.

#### **(n) Provisões de Causas judiciais**

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor possa ser feita. Dessa forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações financeiras, levando em consideração os riscos e incertezas relacionadas (Nota 28).

O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como, prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

#### **(o) Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros da Companhia são classificados e mensurados conforme descrito a seguir:

##### **Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado**

Compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a serem obrigatoriamente mensurados ao valor justo. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda ou recompra no curto prazo. Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado, independentemente do modelo de negócios. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

##### **Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado**

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro

São assim classificados e mensurados quando: (i) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

##### **Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado**

Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

#### **(p) Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é reconhecida na medida em que for provável que benefícios econômicos serão gerados e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo encargos sobre vendas.

##### **Receita de distribuição de energia**

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida.

##### **Receita não faturada**

O cálculo da receita não faturada referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / n° de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%).

#### **(q) Benefícios a empregados**

A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

#### **Outras obrigações pós-emprego**

A Companhia oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

#### **(r) Imposto de renda e contribuição social**

O imposto de renda do exercício corrente é calculado com base na alíquota de 15%, acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente a R\$ 240. A contribuição social sobre o lucro líquido é calculada com base na alíquota de 9% sobre o lucro tributável. **(Nota 14.1)**

#### **Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente**

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda corrente, que são reconhecidos no resultado.

O imposto corrente é o imposto a pagar esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos decretadas na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

#### **(s) Subvenção governamental**

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas **(Nota 16)**.

#### **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

#### **Encargo do Serviço do Sistema – ESS**

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

#### **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA**

É o encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativas a consumidores livres, para cobertura da energia elétrica produzida por produtores independentes, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

#### **(t) Ativos e passivos regulatórios**

São diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pelas ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia. O registro dos valores a receber e obrigações foram efetuados em contas de ativo e passivo financeiros em contrapartida ao resultado do exercício (receitas operacionais) **(Notas 18 e 30)**.

**Empréstimo RGR** – Existente no período de designação das Distribuidoras como prestadoras de serviços, esse recurso complementou suas fontes de recursos com remuneração via empréstimo RGR, maiores detalhes observar **Nota 18**.

Desta forma, considerando a premissa da neutralidade da prestação do serviço enquanto designada e o artº 9 da Lei nº 12.783/2016, o qual dispõe que as obrigações contraídas na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário nos termos do edital de licitação, tal período de prestação de serviço deveria ser nulo ao designado.

Adicionalmente, por meio do ofício 242/2018, a ANEEL estabeleceu que em todos cenários, o passivo contraído junto ao Fundo RGR, durante todo o período da designação, seria transferido para a nova concessão, no qual o novo concessionário fará jus ao recebimento tarifário nos termos da Lei e da forma definida pelo edital de licitação.

### **NOTA 9 – NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES EFETIVAS**

- CPC 06 (R2) A partir de 1º de janeiro de 2019, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil, emitida em janeiro de 2016 em substituição à versão anterior da referida norma (CPC 06 (R1)), e tem como objetivo unificar o modelo de



contabilização do arrendamento, exigindo dos arrendatários reconhecer os passivos assumidos em contrapartida aos respectivos ativos correspondentes ao seu direito de uso para todos os contratos de arrendamento, a menos que apresente as seguintes características que estão no alcance da isenção da norma: (i) arrendamento de curto prazo (prazo inferior ou igual a doze meses); e (ii) arrendamentos para os quais o ativo é de baixo valor ou tenha como base pagamentos variáveis de arrendamento.

A Companhia aplicou inicialmente o CPC 06 (R2) em 1º de janeiro de 2019 usando a abordagem prospectiva modificada. Sob essa abordagem, a informação comparativa não é exigida e o ativo de direito de uso é mensurado pelo mesmo valor do passivo de arrendamento. Assim, a Companhia efetuou uma análise de seus contratos de arrendamento operacional para identificar se eles continham ou não um arrendamento, de acordo com o CPC 06 (R2). A norma define que um contrato é ou contém um arrendamento se o mesmo transmite o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um período de tempo, em troca de uma contraprestação. Em conformidade com a norma, a Companhia optou também por adotar isenções de reconhecimento para arrendamentos de curto prazo sem opção de compra e renovações previstas ou para os quais o prazo do arrendamento se encerra dentro de 12 meses da data da aplicação inicial, assim como para itens de baixo valor. Assim, no resultado da análise efetuada a Companhia não identificou impactos a serem registrados considerando que os contratos que contêm algum tipo de arrendamento são com prazos inferiores a 12 meses.

- CPC 33(R1) – Benefícios a empregados, propõe modificações em decorrência de alteração, redução ou liquidação do plano. As alterações exigem (i) que as entidades usem as premissas atuariais atualizadas para determinar o custo do serviço corrente e os juros líquidos pelo restante do período de relatório anual após tal evento e (ii) esclarecem como os requisitos para contabilização de uma alteração, redução ou liquidação de um plano afetam os requisitos de teto de ativos. Destaca-se que não foram observados no exercício impactos relacionados a alteração, redução ou liquidação do plano.
- ICPC 22– Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro, visa tratar especificamente da contabilização e divulgação das incertezas relacionadas aos tributos sobre o lucro, buscando mais transparência, consistência, comparabilidade das demonstrações contábeis e facilitando a análise dos investidores. Considera-se tratamento fiscal incerto qualquer procedimento contábil ou fiscal, adotado pela empresa na apuração do lucro tributável (lucro real ou base da contribuição social), prejuízo fiscal ou base negativa da contribuição social, cálculo do imposto de renda ou contribuição social a pagar ou compensar, retenções na fonte e compensações que se questionado pela autoridade fiscal, poderá ser alterado, ocasionando aumento ou diminuição de ativos e passivos fiscais e diferidos. A Companhia avaliou os tratamentos fiscais incertos e, concluiu que os classificados como prováveis, já se encontram registrados pela Companhia.

## **NOTA 10 – AMBIENTE REGULATÓRIO**

### **REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL**

A ANEEL, em 29 de outubro de 2019 por meio da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.633 aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 da Amazonas Distribuidora de Energia S/A, a vigorar a partir de 1º de novembro de 2019 a ser aplicado de acordo com condições estabelecidas, sendo as principais destacados a seguir:

- i) As tarifas de aplicação da AmE, constantes da Resolução, ficaram, em média, reajustadas em - 5,96% (cinco inteiros e noventa e seis centésimos percentuais negativos), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos pela distribuidora.
- ii) Aprovar o valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE à AmE, no período de competência de novembro de 2019 a outubro de 2020, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

iii) Aprovar o valor de R\$ 261.250 referente aos custos de sobrecontratação de energia e exposição do mercado de curto prazo do período de agosto de 2017 a julho de 2018, para fins de reembolso pela Conta de Consumo Combustíveis CCC, conforme estabelecido no submódulo 5.1 do Proret, em função da interligação do sistema Manaus ao SIN, atestada pelo Despacho nº 1.365, de 5 de março de 2015.

## NOTA 11 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E CONTAS VINCULADAS

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	2019	2018
Fundos de caixa	84	83
Contas bancárias à vista	29.374	18.517
Numerário em Trânsito	5	-
	<b>29.463</b>	<b>18.600</b>
<b>CONTAS BANCÁRIAS VINCULADAS (a)</b>	<b>3.357</b>	<b>21.272</b>
	<b>3.357</b>	<b>21.272</b>

a) A variação de saldos das contas vinculadas em 31 de dezembro de 2019 R\$ 3.357 (R\$ 21.272 em 2018) decorre principalmente da utilização dos recursos das contas relativas às reservas de garantias do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, considerando os pagamentos de compras de energia no período.

## NOTA 12 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – TVM

A Companhia realiza aplicações em fundo de investimento em renda fixa de liquidez imediata, denominado “Extra Mercado”, constituído sob a forma de condomínio aberto e com prazo de duração indeterminado.

## NOTA 13 – CLIENTES

Classes	2019			2018		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
. Residencial	605.164	98.357	703.521	466.680	56.244	522.924
. Industrial	167.240	15.861	183.101	133.940	5.463	139.403
. Comercial	349.635	2.355	351.990	253.107	48.423	301.530
. Rural	22.593	79.674	102.267	16.600	1.300	17.900
. Poder Público						
. Federal	341.136	527	341.663	51.964	41.326	93.290
. Estadual	61.801	39.981	101.782	190.229	23.853	214.082
. Municipal	124.411	69.270	193.681	113.841	315	114.156
. Iluminação Pública	30.510	-	30.510	14.602	-	14.602
. Serviço Público	85.229	10.192	95.421	92.258	2.518	94.776
Outros	53.340	692	54.032	37.967	92	38.059
<b>Subtotal</b>	<b>1.841.059</b>	<b>316.909</b>	<b>2.157.968</b>	<b>1.371.190</b>	<b>179.536</b>	<b>1.550.723</b>
<b>(-) PCLD</b>	<b>(928.594)</b>	<b>(116.750)</b>	<b>(1.045.343)</b>	<b>(676.885)</b>	<b>(65.285)</b>	<b>(742.170)</b>
<b>Total</b>	<b>912.465</b>	<b>200.159</b>	<b>1.112.624</b>	<b>694.305</b>	<b>114.250</b>	<b>808.555</b>

Os créditos decorrentes da venda de energia elétrica apresentam o seguinte detalhamento, por consumidores faturados e não faturados e parcelamentos abertos por classe:

Classes	2019		Parcelamentos	Total
	Consumidores faturados	Consumidores não faturados		
. Residencial	375.812	34.609	293.100	703.521
. Industrial	112.849	772	69.480	183.101
. Comercial	213.606	9.166	129.218	351.990
. Rural	15.145	1.703	85.419	102.267
. Poder Público	398.518	1.347	237.261	637.126
. Iluminação Pública	21.679	61	8.770	30.510
. Serviço Público	74.958	-	20.463	95.421
Outros	49.941	107	3.984	54.032
<b>Total</b>	<b>1.262.507</b>	<b>47.766</b>	<b>847.695</b>	<b>2.157.968</b>

Classes	2018			
	Consumidores faturados	Consumidores não faturados	Parcelamentos	Total
. Residencial	307.344	29.584	185.996	522.924
. Industrial	104.254	314	34.835	139.403
. Comercial	186.666	7.142	107.722	301.530
. Rural	11.915	1.933	4.052	17.900
. Poder Público	264.973	128	156.428	421.529
. Iluminação Pública	14.602	0	-	14.602
. Serviço Público	79.718	-	15.058	94.776
Outros	37.959	8	92	38.059
<b>Total</b>	<b>1.007.431</b>	<b>39.109</b>	<b>504.183</b>	<b>1.550.723</b>

### Cientes e Parcelamentos

São compostos pelas faturas de energia elétrica e pelos parcelamentos de débitos de faturas de fornecimento de energia vencidos dos consumidores inadimplentes. As análises sobre os contratos de parcelamentos são feitas individualmente segmentando as classes privadas e públicas, tendo em vista as diferenças comportamentais observadas nas negociações e o valor negociado.

A Companhia estabelece as políticas de cobrança para as classes de clientes para reduzir os níveis de inadimplência, e conseqüentemente, a recuperação dos valores recebíveis. Todas as políticas de cobrança estabelecidas estão em consonância com a legislação e regulamentação específicas, no caso do setor de energia elétrica a Resolução Normativa nº 414 emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

**Receita não faturada:** contempla a energia vendida aos consumidores e que não é medida dentro do mesmo período. A mesma tem como objetivo demonstrar um complemento do período de competência da energia consumida e ainda não medida, fato que ocorrerá no ciclo de faturamento subsequente. Seu cálculo é baseado no produto da multiplicação da média diária do consumo da unidade consumidora *versus* o número de dias não faturados.

### Avaliação da perda esperada de crédito de liquidação duvidosa para clientes (contas a receber)

A Companhia adota o modelo de provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD) que é mensurada a partir do aging list das contas a receber das faturas de energia Elétrica e pelos parcelamentos de débitos de faturas de fornecimento de energia através da matriz de provisão, por classe de consumo, dada a característica de cada classe. A matriz de provisão estabelece os percentuais de risco de recebimento dos valores recebíveis de acordo com o aging list das faturas de energia elétrica e das parcelas.

A matriz de provisão adotada é resultado do estudo do comportamento de pagamento das faturas de energia elétrica e dos parcelamentos segregados por classe de consumo no período histórico analisado sobre a arrecadação dos últimos 2 (anos) anos, que reflete a experiência da perda de crédito histórica dos consumidores com a fatura de energia elétrica e do parcelamento, capturando a eficiência da política de cobrança adotada pela Companhia no ano de 2019.

		2019			2018		
		Consumidores faturados e não faturados	Parcelamentos	Total	Consumidores faturados e não faturados	Parcelamentos	Total
Saldo	contábil	1.310.273	847.695	2.157.968	1.046.540	504.183	1.550.723
bruto							
PCLD		(770.705)	(274.638)	(1.045.343)	(576.989)	(165.181)	(742.170)
(%)		59%	32%		55%	33%	

### a-) Consumidores faturados e não faturados

O demonstrativo da **perda esperada** de consumidores faturados e não faturados por classe de consumidores e aging encontra-se discriminado abaixo:

Abertura da provisão por classe

Classe	2019			2018		
	Saldo contábil bruto	%Taxa média da perda	Saldo provisão	Saldo contábil bruto	%Taxa média da perda	Saldo provisão
Residencial	410.421	42	173.651	336.928	40	135.800
Industrial	113.621	66	74.553	104.568	64	67.080
Comercial	222.772	41	92.206	193.808	35	67.819
Rural	16.848	20	3.394	13.848	22	3.108
Poder Público	399.865	88	351.498	265.101	90	237.858
Iluminação Pública	21.740	38	8.217	14.603	36	5.316
Serviço Público	74.958	88	66.232	79.717	64	50.803
Outros Devedores	50.048	2	954	37.967	24	9.205
	<b>1.310.273</b>		<b>770.705</b>	<b>1.046.540</b>		<b>576.989</b>

Abertura da provisão por aging

	Saldo Contábil Bruto	% Taxa média ponderada da perda	Saldo
A vencer	331.627	7,16	23.734
Vencido 1 a 90	300.529	34,71	104.307
Vencido de 91 a 180	166.360	79,89	132.908
Maior 180	511.751	99,61	509.756
Perdas de Créditos Históricas	-	-	63.057
	<b>1.310.273</b>		<b>770.705</b>

b-) Parcelamentos

O demonstrativo da **perda esperada** de parcelamentos por classe de consumidores encontra-se discriminado abaixo:

Abertura da provisão por classe

Classe	2019			2018		
	Saldo contábil bruto	%Taxa média da perda	Saldo provisão	Saldo contábil bruto	%Taxa média da perda	Saldo provisão
Residencial	293.100	17	51.101	185.996	17	31.262
Industrial	69.480	29	20.101	34.835	64	22.125
Comercial	129.218	34	44.549	107.722	31	33.768
Rural	85.419	1	784	4.052	8	313
Poder Público	237.261	62	148.232	156.428	44	68.195
Iluminação Pública	8.770	0	18	-	0	-
Serviço Público	20.463	48	9.853	16.058	59	9.518
Outros	3.984	0	-	92	0	-
	<b>847.695</b>		<b>274.638</b>	<b>505.183</b>		<b>165.181</b>

Em 2019, a inadimplência de consumidores foi maior nas classes Comercial e Poder Público, comparadas a 2018. O aumento da inadimplência foi motivado principalmente por: **i)** conjuntura econômica desfavorável no setor de varejo, que desacelerou em 2019 (dados IBGE) e consequentemente impacta a classe comercial quando comparado a 2018; **ii)** reajuste tarifário concedido em 2018 (nov/18 a out/19) que reposicionou as tarifas em 14,89%.

Como forma de combater a inadimplência no Poder Público Municipal, em 2019 a Companhia intensificou as ações de corte nas unidades consumidoras de serviços não essenciais nos municípios inadimplentes. Ao total, foram 55 prefeituras que sofreram as ações de corte, resultando em negociação de dívidas acumuladas no valor de R\$ 103,7 milhões com 32 delas.

A movimentação da PCLD está demonstrada a seguir:

	2019	2018
<b>Saldo inicial</b>	<b>(742.170)</b>	<b>(422.267)</b>
Adições	(379.624)	(541.320)
Reversão	368.222	400.298
Perdas com Clientes	(291.771)	(178.881)
<b>Saldo final</b>	<b>(1.045.343)</b>	<b>(742.170)</b>

## NOTA 14 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2019		2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>ATIVO</b>				
IR e CSLL a recuperar	14.1	-	-	14.319
PIS/PASEP/COFINS a recuperar	(a)	-	-	254.486
ICMS CCC - lei nº 12. 111/09	(b)	-	-	1.440.056
(-) ICMS estornos s/ perdas	(c)	-	-	(471.041)
ICMS sobre bens do ativo fixo		-	-	25.579
Ajuste a valor presente		-	-	521
PIS/COFINS s/ insumos CCC	(d)	-	-	305.332
(-) PIS/COFINS estornos s/ perdas	(e)	-	-	(253.259)
Outros		2.388	2.431	-
		<b>2.388</b>	<b>2.431</b>	<b>1.315.992</b>
		<b>1.639.392</b>	<b>1.639.392</b>	<b>1.639.392</b>
<b>PASSIVO</b>				
Imposto de renda na fonte		976	1.380	-
IR e CSLL s/o lucro	14.1	128.268	-	-
Tributos federais a recolher	(f)	2.655	58.081	-
FGTS		2.485	2.270	-
IPTU		4	4	-
ISS		10.588	9.090	-
INSS		1.870	2.865	-
ICMS		12.366	11.654	-
Outros		1.118	2.708	-
		-	-	1.087
		<b>160.330</b>	<b>88.052</b>	<b>1.087</b>
		<b>330</b>	<b>88.052</b>	<b>1.087</b>

a) O total de R\$ 412.934 (R\$ 254.486 em 2018), decorre do regime de apuração não cumulativa, envolvendo gastos com materiais aplicados e consumidos na geração distribuída de energia elétrica, créditos da compra de combustíveis e da compra de energia elétrica. Tais créditos serão compensados com débitos apurados dessas mesmas contribuições, que influenciarão na alíquota efetiva a ser cobrada do consumidor cativo. O aumento do saldo é reflexo às atualizações de entendimentos fiscais apresentados pelo Parecer Cosit nº. 05, datado de 17 de dezembro de 2018, que atualizou o conceito de insumo e a Instrução Normativa nº 1.911 de 11 de outubro de 2019. Em função dos esclarecimentos trazidos pela Instrução Normativa, citada anteriormente, a Companhia revisitou suas apurações de débitos e créditos fiscais de PIS e COFINS e recalculou a apropriação dos valores. Nesse recálculo, a partir do exercício de 2017, a Companhia passou a retirar da base de cálculo dos débitos, o valor do faturamento das vendas efetuadas às pessoas jurídicas sediadas na Zona Franca de Manaus e incluiu na base de cálculo dos débitos, os valores efetivamente recebidos da CCC. Esse reconhecimento foi incluso no recálculo considerando o status do processo de fiscalização, objeto do acórdão 01-37.159 emitido pela 3ª turma da Delegacia da Receita Federal do Brasil de Julgamento em Belém (PA), em 01 de outubro de 2019 (período de 01/01/14 a 31/12/16) que já considerou nos cálculos essa situação. Esse recálculo resultou num reconhecimento de créditos nos montantes de R\$ 37.767 mil de PIS e R\$ 148.799 mil de COFINS.

b) Conforme disposto no art. 3º, da Lei nº 12.111/09, os impostos fazem parte do custo total de geração de energia elétrica dos Sistemas Isolados. Portanto, os valores referentes ao ICMS, apurados como custo da geração, estão registrados na rubrica ICMS CCC - ISOL - Lei nº 12.111/09. Entretanto, a referida Lei cita no mesmo art. 3º, § 8º, que no caso de efetivo aproveitamento via compensação dos créditos tributários referentes a valores reembolsados pela CCC, o agente deverá ressarcir o montante integral do crédito tributário aproveitado. Dessa forma, foi constituída uma obrigação no passivo não circulante, cujo montante é de R\$ 1.382.568 (R\$ 969.015 em 2018), líquidos da provisão (Vide Nota 16).

c) A Companhia efetuou ao estorno de créditos de ICMS no montante de R\$ 184.483 (R\$ 471.041 em 2018), correspondentes ao custo proporcional as perdas de energia elétrica que excederam as perdas técnicas em 2019. A redução no estorno dos créditos está relacionada aos efeitos do decreto nº 40.628, de 02 de maio de 2019 que atribue as empresas geradoras de energia elétrica, na condição de sujeito passivo por substituição, a responsabilidade pela

retenção e recolhimento do ICMS incidente nas operações com energia elétrica impactando nas operações com as distribuidoras, portanto, o que antes a Companhia detinha como crédito tributário, após o Decreto passou a ser custo.

d) Referem-se aos créditos da apuração não cumulativa, ainda não compensados e passíveis de reembolso pela CCC. Em novembro de 2013 foi publicada a Resolução 597 que alterou os dispositivos da Lei nº 12.111 com previsão para que, além do ICMS, a CCC passaria a conceder o reembolso do PIS/PASEP e COFINS conforme art. 9º. Desta forma os valores de PIS e COFINS contemplam o somatório das contas PIS/COFINS sobre insumo CCC e PIS/PASEP/COFINS a recuperar. Entretanto, a referida Lei cita no mesmo art. 3º, § 8º, que no caso de efetivo aproveitamento via compensação dos créditos tributários referentes a valores reembolsados pela CCC, o agente deverá ressarcir o montante integral do crédito tributário aproveitado. Dessa forma, foi constituída uma obrigação no passivo não circulante, cujo montante é de R\$ 491.517 (R\$ 52.072 em 2018), líquidos da provisão (Vide Nota 16).

e) Em virtude da aplicação da instrução contida na consulta interna COSIT nº 17, de 13 de julho de 2016, a Companhia efetuou a baixa de créditos de PIS no montante de R\$ 14.995 e COFINS no montante de R\$ 69.068 correspondente ao custo proporcional às perdas de energia elétrica que excederam as perdas técnicas em 2019.

A exigência contida na COSIT nº 17 parte do pressuposto de que, uma vez interrompida a cadeia de consumo, sem que exista operação de saída da mercadoria, não seria possível ao contribuinte a manutenção do crédito da entrada sob pena de deturpação ao princípio da não cumulatividade.

f) A redução é reflexo do processo de privatização da Companhia que em 10/04/2019 mudou seu controle acionário e conseqüentemente alterou seu regime jurídico de sociedade de economia mista para sociedade privada. Neste contexto, a base legal das retenções dos tributos federais incidentes nas aquisições de materiais e serviços também alterou. Destaca-se, por exemplo, que as aquisições relativas a material, mercadorias e energia elétrica já não estão mais sujeitas a retenção, além da ocorrência de alteração nas alíquotas relativas ao Imposto de Renda.

#### **NOTA 14.1 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO**

<u>Apuração dos Tributos IRPJ e CSLL</u>	Dez/19	
	IRPJ	CSLL
<b>Lucro Antes da Apuração dos Tributos</b>	<b>1.396.520</b>	<b>1.396.520</b>
<b>(+) Adições</b>	<b>848.079</b>	<b>848.079</b>
Provisões	716.636	716.636
Multas	33.032	33.032
Estorno de Crédito de ICMS, PIS e COFINS s/ perdas	98.411	98.411
<b>(-) Exclusões</b>	<b>1.686.185</b>	<b>1.686.185</b>
Reversão de Provisões	1.686.185	1.686.185
<b>Lucro Real antes das Compensações de Prejuízos Fiscais</b>	<b>558.414</b>	<b>558.414</b>
(-) Compensação Fiscal - 30% do Lucro Ajustado	167.524	167.524
<b>Lucro Real</b>	<b>390.890</b>	<b>390.890</b>
<b>IRPJ - 15% + 10% Adicional</b>	<b>97.698</b>	<b>0</b>
<b>CSLL - 9%</b>	<b>0</b>	<b>35.180</b>
(-) Compensação de IRPJ e CSLL retidos na fonte	3.194	1.417
<b>IRPJ e CSLL s/lucro a recolher</b>	<b>94.504</b>	<b>33.763</b>

	<b>2019</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	
IR e CSLL a compensar	19.931
IR e CSLL s/ lucro compensado com o passivo	(4.611)
	<b>15.320</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	
IR e CSLL s/ lucro a recolher	<b>132.879</b>
IR e CSLL s/ lucro compensado com o ativo	(4.611)
	<b>128.268</b>

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescido de 10% sobre o que exceder R\$240 mil anuais para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

Os prejuízos fiscais apurados até 31.12.2018, resultaram em saldos de base negativa de Imposto de Renda R\$ 12.419.507 e da Contribuição Social sobre o lucro no montante de R\$ 12.438.393.

A norma contábil, CPC 32, cita que um ativo fiscal diferido deve ser reconhecido para o registro de prejuízos fiscais não utilizados e créditos fiscais não utilizados na medida em que seja provável que estarão disponíveis lucros tributáveis futuros contra os quais os prejuízos fiscais não utilizados e créditos fiscais não utilizados possam ser utilizados. Neste sentido, a Companhia efetuou estudo e verificou que ainda não atende aos termos contábeis do CPC 32 para registro dos tributos diferidos.

## NOTA 15 – ESTOQUES

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Combustível (a)	91.118	57.973
Almoxarifado (b)	12.615	6.397
Material em poder de terceiros	2.411	2.468
Adiantamentos a fornecedores (c)	4.379	1.082
	<b>110.524</b>	<b>67.920</b>

(a) Corresponde ao combustível adquirido para a geração de energia elétrica no interior do Estado do Amazonas. O aumento dessa conta está ligada ao fato de que ainda há estoques de combustível nas usinas inativas onde os Produtores Independentes de Energia – PIEs já entraram em operação comercial. A Companhia está negociando com os PIEs sobre a possibilidade de assunção desses estoques. Além disso, nas usinas onde os PIEs já estão operando em teste, também há necessidade regulatória da Companhia manter os estoques até a devida entrada em operação comercial

(b) Os estoques de materiais destinados às obras e manutenção dos sistemas de distribuição estão classificados no ativo financeiro e intangível (vide Notas 19 e 20), nesta rubrica estão registrados apenas materiais de expediente.

(c) Corresponde aos adiantamentos efetuados pela Companhia vinculados a compra específica de materiais e serviços que serão incorporados aos estoques quando de seu efetivo recebimento.

## NOTA 16 – DIREITO E OBRIGAÇÃO DE RESSARCIMENTO

A Companhia detém direitos e obrigações junto à CCC, conforme apuração dos valores demonstrados no quadro a seguir:

		<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Direito de ressarcimento</b>			
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	16.1	305.773	2.977.336
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		6.970	4.721
		<b>312.743</b>	<b>447.140</b>
<b>Circulante</b>		<b>-</b>	<b>2.534.917</b>
<b>Não circulante</b>		<b>312.743</b>	<b>2.982.057</b>

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Obrigação de ressarcimento</b>		
ICMS CCC	1.382.568	969.015
PIS/COFINS CCC	491.517	52.072
16.2	<u><b>1.874.085</b></u>	<u><b>1.021.087</b></u>

Conforme informado na nota 2.1, com a cessão de direitos da AmE para a Eletrobras, referentes à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras das Distribuidoras na data base dos estudos de avaliação, no valor de R\$ 4.055.550, a Eletrobras assumiu em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme condições estabelecidas na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos - CPPI número 20, de 08 de novembro de 2017 e alterações posteriores.

A ANEEL, em 16 de Julho de 2019 por meio do Despacho N° 1.962 homologou o Termo de Compromisso firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a Amazonas Energia S.A, para repasses de recursos da conta de Reserva Global de Reversão – RGR, nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018 e determinou que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, fiscalize os valores apurados pela CCEE no montante de R\$ 1.911.084 contidos no Termo de Compromisso, determinando o imediato ajuste nos repasses da RGR à Amazonas Energia caso sejam encontradas irregularidades.

Assim, em julho de 2019 a Companhia reconheceu valor de R\$ 1.911.084 constante no Termo de Compromisso, oriundo da MP 855, relativa a pagamento de valores não reembolsados da Conta Consumo de Combustível “CCC”, por força das exigências de eficiência econômica e energética, bem como limitações previstas nos §12º e §16º do artigo 3º, da lei nº 12.111/2019 entre 1º de julho de 2017 e data de transferência do controle acionário da Amazonas Energia.

Destaca-se que o crédito reconhecido no montante de R\$1.671.212 foi objeto de Cessão conforme Contrato de Cessão de Créditos e Outras Avenças, realizado com o Banco Itaú Unibanco S.A assinado em 25/09/2019. **(vide Nota 17).**

## **NOTA 16.1 – MOVIMENTAÇÃO DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC**

### **16.1.1 - Movimentações da conta do Ativo**

<b>ATIVO</b>		<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Saldo anterior</b>		<b>2.977.336</b>	<b>3.583.102</b>
Custo com combustíveis	(a)	1.552.711	3.593.205
Compra de energia elétrica	(a)	2.368.279	1.294.445
Custo de geração própria		456.729	591.142
Custo gás natural		23.904	-
Reprocessamento		30.067	-
(-) Custo do ACR		(1.610.692)	(1.515.366)
(-) Fator de corte	(b)	(57.430)	(374.220)
(-) Efeitos da passagem do controle acionário	(c)	(2.585.669)	-
(-) Valor recebido da CCC - ISOL		(2.765.248)	(3.320.554)
(+) Reembolso ICMS/PIS/COFINS CCC		-	503.829
(-) ICMS recuperado		-	(557.245)
(-) Baixa da Provisão ANEEL - CCC		-	(398.961)
(+) Atualização monetária		-	123.455
(-) Parcela do transporte do gás		(84.213)	(645.575)
(-) Diferença do preço do óleo		-	100.080
		<u><b>305.773</b></u>	<u><b>2.977.336</b></u>

#### **a) Custo com combustíveis**

Até 2018 o insumo gás natural era registrado nessa rubrica, tendo em vista que a Companhia mantinha contrato de fornecimento de gás com a Companhia de Gás do Amazonas para a geração de energia. Em dezembro de 2019, com a finalização do processo de desverticalização o contrato de fornecimento do gás foi transferido para a Amazonas Geração e Transmissão – AmGT. Doravante, a Amazonas Energia assinou



Contrato de Comercialização e Venda de Energia Elétrica – CCVEs com a AmGT, e assim o que antes era faturado como combustível, passou a ser faturado como compra de energia.

**b) Fator de corte**

Conforme Despacho 3.523/2017 da ANEEL, o fator de corte relativo a perdas regulatórias em 2019 é de 10,7%. Em 2018, o fator de corte foi de 8,4%. Ressalta-se ainda que o fator de corte foi efetivamente aplicado somente sobre os valores de reembolso dos meses de janeiro a março de 2019. Conforme Termo de Compromisso entre a ANEEL e a Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda (acionista controlador), assinado em 21 de março de 2019 que fixou carência de 5 (cinco) anos para a aplicação dos parâmetros de eficiência econômica e energética e do limite de reembolso previstos nos § 12 e § 16 do art. 3º da Lei 12.111, de 09 de dezembro de 2009. Os 5 anos de carência passaram a ser contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão que foi em 10 de abril de 2019.

**c) Efeitos da passagem do controle acionário em função da Assunção de Créditos pela Eletrobras**

Nesses efeitos, além da cessão de direitos referente a conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, no valor de R\$ 4.055.550 (vide nota 2.1), também constam registrados o valor de estorno da provisão CCC no montante de R\$ 1.838.052, bem como outros ajustes totalizando o montante de R\$ 368.172 ao valor de cessão dos direitos tendo em vista tratar-se de valor reconhecido nas Demonstrações Financeiras das Distribuidoras na data base dos estudos de avaliação, considerando os ajustes até 30 de junho de 2017.

<b>Efeitos da Passagem do Controle Acionário</b>	
<b>Valores</b>	<b>Referência</b>
4.055.550	Cessão de Direitos referente a CCC e CDE - Saldo de balanço em 30/jun/2017
(1.838.052)	Reversão da Provisão CCC
368.172	Ajustes ao valor de Cessão de Direitos na data da passagem do controle em 10/04/2019
<b>2.585.669</b>	<b>Efeito Líquido</b>

**16.1.2 - Movimentações da conta do Passivo**

<b>PASSIVO</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Saldo Anterior</b>	<b>1.021.087</b>	<b>1.062.634</b>
Reembolso de ICMS CCC - ISOL - Lei 12.111/09	413.553	15.901
Reembolso PIS/COFINS CCC - ISOL - Lei 12.111/09	439.445	(57.448)
	<b>1.874.085</b>	<b>1.021.087</b>

Os reembolsos dos tributos (ICMS/PIS/COFINS) são apurados considerando o capítulo IX – “Do Reembolso de Tributos” da Resolução Normativa ANEEL nº 801, de 19 de dezembro de 2017.

**NOTA 17 – EFEITOS DA MP 855/2018 E CONTRATO DE CESSÃO DE CRÉDITOS E OUTRAS AVENÇAS**

A Medida Provisória nº 855, de 13 de novembro de 2018, permitiu às concessionárias de distribuição de energia elétrica de que tratou o § 1º-A, do art. 8º, da Lei nº 12.783/2013, que não tivessem sido licitadas na data de sua publicação, o recebimento de até R\$ 3 bilhões de reais da conta Reserva Global de Reversão (RGR), para pagamento de valores não reembolsados, entre 1/07/2017 e a data de transferência do controle societário, pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), por força das exigências de eficiência econômica e energética.

A referida MP 855/18 estabeleceu que os valores a serem recebidos por essas concessionárias de distribuição de que trata o § 1º-A do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013 deveriam ser apurados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e que tal ato deveria ser formalizado por um “Termo de Compromisso” sujeito a homologação pela ANEEL.

Nesse contexto, foi assinado o Termo de Compromisso entre a CCEE e a AMAZONAS ENERGIA, na data de 18 de março de 2019, no qual constou o valor apurado pela CCEE, a ser reembolsado no montante de R\$ 1.911.084, que será reembolsado por meio de 60 parcelas mensais. Esse Termo de Compromisso foi homologado pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019.

Considerando o valor homologado, a Amazonas Energia formalizou um contrato de cessão dos Créditos junto ao Banco Itaú, a Companhia utilizara tal operação, como lastro para a realização de operação de um fundo de investimentos em direitos creditórios (FIDC) a ser constituído nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários – CVM nº 356, de 27 de dezembro de 2001, conforme alterada, cuja cota será objeto de oferta pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009

O contrato de Cessão de Créditos e Outras avenças, assinado em 25/09/2019, foi celebrado no montante de R\$ 1.671.212. Dentre as obrigações assumidas pela Amazonas está a obrigação de recompra do crédito em caso do valor do crédito mensal venha a ser inferior ao valor do Preço de Aquisição da Parcela. Conforme se verifica na tabela abaixo a operação sofreu um deságio de R\$ 90.911 e um custo de operação de R\$ 7.025.

Como garantia ao cumprimento da Obrigação de Recompra assumida pela Amazonas há uma cessão de R\$ 120 milhões, deduzido do preço total de cessão como parcela retida e depositados diretamente em conta movimento específica de titularidade da Companhia junto ao Banco Itaú (NE 17.1 – Investimentos Temporários).

Os recursos decorrentes da cessão de créditos foram utilizados para pagamento antecipado da dívida junto a Petrobras Distribuidora S.A (BR Distribuidora) em 27/09/19, decorrente do instrumento de Confissão de Dívida celebrado entre ambas em 30/04/2018. **(Nota 25)**

À luz do CPC 48, itens 3.2.4 a 3.2.8, a Amazonas Energia analisou o Contrato de Cessão de Créditos e atendeu todos os critérios de desconhecimento do Ativo.

O quadro a seguir apresenta o resumo das operações:

### Registros dos efeitos da MP 855/2018

Reconhecimento dos Efeitos da MP 855	1.911.084
Recebimentos da MP 855 (jul/19 a set/19)	(191.108)
Atualização MP 855 até 27/09/19	49.172
	<b>1.769.148</b>
<b>Operação de cessão de créditos</b>	
Deságio na Operação de Cessão de Créditos	(90.911)
Custo da Operação de Cessão de Créditos	(7.025)
Contrato de Cessão de Crédito	(1.671.212)
	<b>(1.769.148)</b>
<b>Impacto direto no caixa da companhia</b>	
Contrato de Cessão de Crédito	1.671.212
Quitação antecipada parcelamento BR	(1.446.412)
Garantia da Operação	(120.000)
Custo da Operação - Comissionamento	(48.952)
Impacto direto no caixa da Companhia	<b>55.848</b>
<b>Quitação antecipada do parcelamento junto a BR</b>	
Parcelamento atualizado junto a BR	1.538.736
Desconto financeiro obtido na quitação antecipada	(92.324)
Valor de quitação	<b>1.446.412</b>

### NOTA 17.1 – INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

O montante de R\$ 95.939 no ativo circulante refere-se a valores reclassificados pela Companhia da conta de Títulos e Valores Mobiliários para Investimentos devido a característica de carteira da conta.

Conforme Parágrafo Sexto do Contrato de Cessão de Créditos prevê Parcela Retida, na Conta Garantia, cujo valor é de R\$ 120.000, a devolução se dará ao término da cessão em 14/03/2024 .

Assim, atendendo aos critérios estabelecidos no CPC 3, a empresa classificou o valor mantido na Conta Garantia para o grupo dos investimentos temporários, cujo o saldo atualizado em dezembro de 2019 no ativo não circulante é de R\$ 121.479.

## NOTA 18 – ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

A conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A - CVA compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/01/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda.

Estas variações da CVA, da neutralidade dos encargos setoriais e outros componentes financeiros são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se tanto aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em novembro de 2019, quanto os montantes registrados como estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário (novembro de 2020).

Os saldos desses ativos e passivos financeiros, em 31 de dezembro de 2019 e 2018, são conforme segue:

Circulante	2019		2018	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Parcela A - CVA</b>				
Encargos de Energia de Reserva - EER	113	-	10.448	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	52.227	(4)	110.840
CDE energia	24.969	1.370	19.947	-
PROINFA	4.378	1.835	144	600
Energia elétrica	281.690	71.186	323.089	65.725
Rede básica	48.567	-	27.169	-
Custo parcela A	-	262	-	8.949
<b>Outros Itens Financeiros</b>				
Sobrecontratação de energia (a)	261.249	-	-	-
Garantias financeiras na contratação regulada de EE (CCEAR)	2.727	-	130.914	-
Neutralidade da Parcela A	-	722	7	293
CVA outros itens financeiros	-	86.451	-	15.317
Demais passivos setoriais	-	-	-	96.189
	<b>623.693</b>	<b>214.053</b>	<b>511.714</b>	<b>297.912</b>
<b>Não circulante</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>
<b>Outros Itens Financeiros</b>				
Sobrecontratação de energia (a)	-	-	482.900	-
Designadas Empréstimos -RGR - principal (b)	1.939.511	-	1.759.835	-
Designadas Empréstimos -RGR - encargos (b)	360.129	-	218.319	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.299.640</b>	<b>-</b>	<b>2.461.054</b>	<b>-</b>

a) **Sobrecontratação:** O valor de R\$ 261.250 homologado pela Resolução Homologatória 2633/2019 de 29/10/2019, refere-se aos custos de sobrecontratação de energia e exposição do mercado de curto prazo do período de agosto de 2017 a julho de 2018, para fins de reembolso pela Conta de Consumo Combustíveis CCC, conforme estabelecido no submódulo 5.1 do Proret, em função da interligação do sistema Manaus ao SIN, atestada pelo Despacho nº 1.365, de 5 de março de 2015. Em 2018, foram reconhecidos e homologados pelo regulador o montante de R\$ 482.900, que foram recebidos em 12 parcelas ao longo de 2019.

b) **Designadas Empréstimo RGR: Ainda no período de “Designação” ao qual estava sujeita a** Amazonas Energia, foi-lhe concedido um empréstimo com recursos da RGR para que pudesse complementar suas fontes de recursos. Desta forma, considerando o direito à neutralidade econômica da prestação do serviço de distribuição enquanto operado sob a forma de Designação, com amparo no artigo 9º da Lei nº 12.783/2016 (o qual dispõe que as obrigações contraídas na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário nos termos do edital de

licitação), a Companhia se qualificou ao reconhecimento do direito de ressarcimento dessas obrigações nos termos do edital de leilão e seus anexos, parte do Programa de Parcerias de Investimentos, emitido em junho de 2018 pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, como parte do processo de desestatização das distribuidoras da Eletrobras, que definiu a forma e as condições que asseguram e viabilizam a mensuração e o reconhecimento contábil de tal direito, como item de Parcela A.

Adicionalmente, por meio do Ofício 242 de 13 de junho de 2018, a Aneel também estabeleceu que o passivo contraído junto ao Fundo RGR, durante todo o período da Designação, seria transferido para a nova concessão, onde o novo concessionário faria jus ao reconhecimento tarifário nos termos da Lei de forma semelhante ao cenário de alienação de controle das distribuidoras.

Desta forma, a Companhia reconheceu o direito à neutralidade econômica, enquanto operou sob a forma de Designação, na receita de CVA-outros componentes financeiros em contrapartida de Ativo regulatório.

Adicionalmente, o contrato de Concessão assinado em 20/04/2019, estabelece na que:

A Amazonas Energia fará jus ao reconhecimento tarifário de 100% do saldo devedor dos empréstimos a pagar, captados até a data-base estabelecida no Edital de Licitação.e fará jus ao reconhecimento tarifário integral do saldo devedor dos empréstimos a pagar, captados após a data-base estabelecida no Edital de Licitação.

A seguir a apresentação dos valores homologados pela Aneel:

Descrição	Último reajuste tarifário	Próximo reajuste tarifário	Total
<b>Parcela A - CVA</b>			
<b>ATIVO</b>			
Encargos de Energia de Reserva - EER	134	(23)	111
Rede Básica	25.616	22.951	48.567
CDE Energia	25.304	(336)	24.968
PROINFA	5.253	(875)	4.378
Energia Elétrica	244.369	37.322	281.691
<b>Outros Itens Financeiros</b>			
Garantias Financeiras (CCEAR)	2.377	351	2.728
Empréstimos RGR Principal	-	1.939.512	1.939.512
Empréstimos RGR Encargos	-	360.129	360.129
Sobrecontratação de Energia	261.249	-	261.249
<b>TOTAL</b>	<b>564.302</b>	<b>2.359.031</b>	<b>2.923.333</b>
<b>PASSIVO</b>			
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(49.706)	(2.517)	(52.223)
PROINFA	(1.274)	(561)	(1.835)
CDE Energia	(315)	51	(265)
CDE Energia Neutralidade	(1.643)	274	(1.370)
			(71.186)
Energia Elétrica	(60.213)	(10.974)	
<b>Outros Itens Financeiros</b>			
Neutralidade da Parcela A	(868)	143	(724)
Ressarcimento P&D	(103.741)	17.291	(86.450)
<b>TOTAL</b>	<b>(217.760)</b>	<b>3.707</b>	<b>(214.053)</b>

Os valores residuais líquidos registrados como valores a receber e devolver de parcela A e outros itens financeiros apresentaram a seguinte movimentação no período:

ATIVO	2018	Adições	Atualização	Amortização	Transferências	2019
<b>Parcela A - CVA</b>						
Encargos de Energia - EER	10.448	135	-	(10.470)	-	113
Encargos de Serviços - ESS	(4)	-	-	-	4	-
CDE Energia	19.947	27.339	1.023	(23.340)	-	24.969
PROINFA	144	4.971	235	(972)	-	4.378
Energia Elétrica	323.090	327.909	(10.579)	(358.730)	-	281.690
Rede Básica	27.169	51.831	(839)	(29.594)	-	48.567
<b>Outros Itens Financeiros</b>						
Garantias Financeiras (CCEAR)	130.913	3.124	-	(131.310)	-	2.727
Neutralidade - Parcela A	7	-	-	(7)	-	-
Sobrecontratação de Energia	482.899	261.249	-	(482.899)	-	261.249
Empréstimos - RGR	1.978.155	179.676	141.809	-	-	2.299.640
	<b>2.972.768</b>	<b>856.234</b>	<b>131.649</b>	<b>(1.037.322)</b>	<b>4</b>	<b>2.923.333</b>

**PASSIVO**

<b>Parcela A - CVA</b>	<b>2018</b>	<b>Adições</b>	<b>Atualização</b>	<b>Amortização</b>	<b>2019</b>
Encargos de Serviços - ESS	110.840	45.926	(4.900)	(99.639)	52.227
PROINFA	600	2.028	(18)	(775)	1.835
Energia Elétrica	65.725	81.222	-	(75.761)	71.186
Custo parcela A	8.949	314	(843)	(8.158)	262
CDE Energia	-	1.643	-	(273)	1.370
<b>Outros Itens Financeiros</b>					
Neutralidade da Parcela A	293	867	-	(438)	722
CVA outros itens financeiros	15.316	103.740	(77)	(32.528)	86.451
Demais passivos setoriais	96.189	-	-	(96.189)	-
	<b>297.912</b>	<b>235.740</b>	<b>(5.838)</b>	<b>(313.761)</b>	<b>214.053</b>

**NOTA 19 – OUTROS ATIVOS**

	<b>Circulante</b>		<b>Não Circulante</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Empregados	6.241	8.328	-	-
Arrendamentos e aluguéis	5.226	3.376	-	-
Adiantamento a fornecedores	7.334	25.028	-	-
Câmara Comerc. de Energia Elétrica – CCEE (a)	184.575	2.767	-	-
Serviços, alienações e dispêndios a reembolsar em curso	12.303	43.980	-	-
Outros devedores diversos	37.757	39.513	-	-
Outros devedores - outras partes relacionadas	-	2.308	-	-
Outros Devedores - AmGT	43.037	42.819	-	-
Outros Devedores - Eletrobras (b)	1.028	2.867.131	-	-
Despesas pagas antecipadamente	7.778	12.756	-	-
Materiais destinados à alienações	2.198	1.143	-	-
(-) PCLD sobre outros créditos	(1.934)	(1.934)	-	-
Ativos de operação descontinuada e bens (c)	-	-	24.798	5
	<b>305.543</b>	<b>3.047.215</b>	<b>24.798</b>	<b>5</b>

a) O saldo refere-se ao valor a receber relativo a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo – MCP em decorrência da comercialização da energia excedente (sobrecontratação).

b) Do total de R\$ 2.867.131 de 2018, o valor de R\$ 2.866.831 refere-se ao instrumento particular de dação em pagamento e outras avenças, por meio do qual a AmE entregou para a Eletrobras a totalidade das ações detidas na AmGT, que foram abatidos de débitos detidos junto à Eletrobras, quando da assinatura do contrato de concessão com novo controlador, ocorrida em abril de 2019.

c) Trata-se dos ativos relacionados às usinas de geração de energia elétrica localizadas em localidades onde os Produtores de Energia Elétrica – PIES, já entraram em operação comercial (Nota 31)

**NOTA 20 – ATIVO CONTRATUAL E ATIVO FINANCEIRO**

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, foram classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção).

a) Com isso, a movimentação do ativo contratual ficou assim apresentada:

<b>COMPOSIÇÃO:</b>	<b>2018</b>	<b>Adições</b>	<b>Transferências*</b>	<b>2019</b>
Bens em construção	126.661	(4.479)	(50.064)	72.118
Obrigações especiais	(38.752)	-	(1)	(38.753)
<b>Na Geração</b>	<b>87.909</b>	<b>(4.479)</b>	<b>(50.065)</b>	<b>33.365</b>
Bens em construção	1.037.368	242.704	(238.387)	1.041.685
Obrigações especiais	(814.365)	(67.009)	449.452	(431.922)
<b>Na Distribuição</b>	<b>223.003</b>	<b>175.695</b>	<b>211.065</b>	<b>609.763</b>

TOTAL	310.912	171.216	161.000	643.128
<b>COMPOSIÇÃO:</b>	<b>Adoção inicial (*)</b>	<b>Adições</b>	<b>Transferências*</b>	<b>2018</b>
Bens em construção	127.261	2.278	(2.878)	126.661
Obrigações especiais	(38.752)	-	-	(38.752)
<b>Na Geração</b>	<b>88.509</b>	<b>2.278</b>	<b>(2.878)</b>	<b>87.909</b>
Bens em construção	994.109	247.677	(204.419)	1.037.367
Obrigações especiais	(473.772)	(340.592)	-	(814.364)
<b>Na Distribuição</b>	<b>520.337</b>	<b>(92.915)</b>	<b>(204.419)</b>	<b>223.003</b>
<b>TOTAL</b>	<b>608.846</b>	<b>(90.637)</b>	<b>(207.297)</b>	<b>310.912</b>

(\*) CPC 47

b) A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro está assim apresentada:

COMPOSIÇÃO:	2018	Transferências	VNR	2019
<b>Em serviço:</b>				
Imobilizado	2.131.606	(1.900.925)	28.136	258.817
Obrigações especiais	(356.291)	356.291	-	-
<b>Ativo financeiro</b>	<b>1.775.315</b>	<b>(1.544.634)</b>	<b>28.136</b>	<b>258.817</b>

COMPOSIÇÃO:	2017	Transferências	Baixas	VNR	2018
<b>Em serviço:</b>					
Imobilizado	1.990.755	104.020	(45.455)	82.286	2.131.606
Obrigações especiais	(373.709)	17.418	-	-	(356.291)
<b>Ativo financeiro</b>	<b>1.617.046</b>	<b>121.438</b>	<b>(45.455)</b>	<b>82.286</b>	<b>1.775.315</b>
<b>Em curso</b>	<b>608.846</b>	<b>(608.846)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<b>2.225.892</b>	<b>(487.408)</b>	<b>(45.455)</b>	<b>82.286</b>	<b>1.775.315</b>

A prestação do serviço ocorre nos termos e condições estabelecidos na Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

Com base nas características estabelecidas no termo e condições para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de geração e distribuição elétrica.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição que estava originalmente representada pelo Ativo Imobilizado da Companhia é recuperada através de duas formas, a saber: (a) consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; (b) indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem este delegar ou licitar.

Até dezembro de 2019, a Companhia unitizou o montante de R\$ 329.254 de ativos vinculados à concessão.

A Companhia procedeu a rebifurcação da parcela do ativo financeiro e intangível na proporção correspondente a data de vigência do novo contrato de concessão (prazo de 30 anos – de 10 de abril de 2019 a 10 de abril de 2049), motivo da variação observada.

## NOTA 21 – INTANGÍVEL

Com a adoção da ICPC 01 (R1), o valor de ativos fixos tangíveis das concessões e os correspondentes subsídios foram reclassificados para a rubrica de Intangíveis das Concessões - ICPC 01 (R1).

Este grupo é formado pelo intangível vinculado à concessão que corresponde ao direito de uso da concessão (bens do imobilizado os quais foram bifurcados) e os demais direitos, que já faziam parte deste grupo e não foram bifurcados (que corresponde à rubrica "Outros"), conforme demonstrado no quadro abaixo:

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Intangível - Concessão	1.311.301	31.391
Outros	52.843	53.267
	<b>1.364.144</b>	<b>84.658</b>

No quadro abaixo está demonstrada a movimentação do ativo intangível:

<b>COMPOSIÇÃO:</b>	<b>2018</b>	<b>Adições</b>	<b>Baixas</b>	<b>Transferências</b>	<b>2019</b>
Ativo Intangível	157.176	-	(62.193)	159.471	254.454
Amortização acumulada	(150.312)	(10.421)	24.616	-	(136.117)
Obrigações especiais (OE)	(4.281)	-	-	(7.356)	(11.637)
Amortização das OE	4.102	363	-	-	4.465
<b>Vinculado Concessão - Geração</b>	<b>6.685</b>	<b>(10.058)</b>	<b>(37.577)</b>	<b>152.115</b>	<b>111.165</b>
Ativo Intangível	636.452	-	-	2.038.301	2.674.753
Amortização acumulada	(605.467)	(79.676)	-	-	(685.143)
Obrigações especiais (OE)	(142.162)	-	-	(798.387)	(940.549)
Amortização das OE	135.882	15.193	-	-	151.075
<b>Vinculado Concessão - Distribuição</b>	<b>24.705</b>	<b>(64.483)</b>	<b>-</b>	<b>1.239.914</b>	<b>1.200.136</b>
Em serviço	84.910	-	-	11.019	95.929
Amortização acumulada	(48.653)	-	-	-	(56.928)
Em curso	17.011	(8.275)	-	(9.661)	13.842
<b>Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)</b>	<b>53.268</b>	<b>(1.783)</b>	<b>-</b>	<b>1.358</b>	<b>52.843</b>
<b>TOTAL</b>	<b>84.658</b>	<b>(76.324)</b>	<b>(37.577)</b>	<b>1.393.387</b>	<b>1.364.144</b>

<b>COMPOSIÇÃO:</b>	<b>2017</b>	<b>Adições</b>	<b>Baixas</b>	<b>Transferências</b>	<b>2018</b>
Ativo Intangível	147.451	3.237	(2.673)	9.163	157.176
Amortização acumulada	(124.349)	(27.998)	2.035	-	(150.312)
Obrigações especiais (OE)	(3.831)	-	-	(450)	(4281)
Amortização das OE	3.385	718	-	-	4.102
<b>Vinculado Concessão - Geração</b>	<b>22.656</b>	<b>(24.046)</b>	<b>(638)</b>	<b>8.713</b>	<b>6.685</b>
Ativo Intangível	552.797	-	-	83.655	636.452
Amortização acumulada	(485.094)	(120.373)	-	-	(605.467)
Obrigações especiais (OE)	(125.193)	-	-	(16.969)	(142.162)
Amortização das OE	110.766	25.116	-	-	135.882
<b>Vinculado Concessão - Distribuição</b>	<b>53.276</b>	<b>(95.257)</b>	<b>-</b>	<b>66.686</b>	<b>24.705</b>
Em serviço	84.768	-	-	142	84.910
Amortização acumulada	(40.939)	(7.714)	-	-	(48.653)
Em curso	16.255	1.540	-	(784)	17.011
<b>Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)</b>	<b>60.084</b>	<b>(6.174)</b>	<b>-</b>	<b>(642)</b>	<b>53.268</b>
<b>TOTAL</b>	<b>136.016</b>	<b>(125.477)</b>	<b>(638)</b>	<b>74.757</b>	<b>84.658</b>

A ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de geração e distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de geração e distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados de forma linear, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao novo prazo de concessão (vide nota 1).

Para o cálculo da amortização dos bens que compõem a infraestrutura é utilizada a taxa média regulatória tendo sido utilizada no período 4,80% para a Geração e 3,78% para a distribuição.

### a) Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

### NOTA 22 – IMOBILIZADO

Os valores registrados neste grupo compreendem os bens de uso administrativo e os ativos. Segue abaixo as rubricas que compõem esse grupo:

Em 2019	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Taxa Depreciação %
<b>Em Serviço</b>				
Edificações, obras civis e benfeitorias	24.580	(10.382)	14.198	3,33
Máquinas e equipamentos	112.883	(86.024)	26.859	4,00
Veículos	17.858	(17.672)	186	14,29
Móveis e utensílios	38.788	(12.223)	26.565	6,25
Terrenos	894	-	894	-
	<b>195.003</b>	<b>(126.301)</b>	<b>68.702</b>	
<b>Em Curso</b>				
Edificações, obras civis e benfeitorias	13.321	-	13.321	-
Máquinas e equipamentos	32.068	-	32.068	-
Veículos	(803)	-	(803)	-
Móveis e utensílios	817	-	817	-
Outros	19.336	-	19.336	-
	<b>64.739</b>	<b>-</b>	<b>64.739</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>259.742</b>	<b>(126.301)</b>	<b>133.441</b>	

Em 2018	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Taxa Depreciação %
<b>Em Serviço</b>				
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.795	(9.408)	7.387	3,33
Máquinas e equipamentos	109.740	(79.685)	30.055	4,00
Veículos	17.101	(17.291)	(190)	14,29
Móveis e utensílios	29.081	(9.148)	19.933	6,25
Terrenos	894	-	894	-
	<b>173.611</b>	<b>(115.532)</b>	<b>58.079</b>	
<b>Em Curso</b>				
Edificações, obras civis e benfeitorias	18.320	-	18.320	-
Máquinas e equipamentos	38.228	-	38.228	-
Veículos	(967)	-	(967)	-
Móveis e utensílios	9.428	-	9.428	-
Outros	16.738	-	16.738	-
	<b>81.747</b>	<b>-</b>	<b>81.747</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>255.358</b>	<b>(115.532)</b>	<b>139.826</b>	

A movimentação do grupo de contas está demonstrado abaixo:

COMPOSIÇÃO	2018	Adições	Transferências	Baixas	2019
<b>Geração</b>					
Em serviço	35.526	-	1.306	-	36.832
Depreciação Acumulada	(30.083)	(490)	-	-	(30.573)
Em curso	29.821	-	(12.302)	(309)	17.210
	<b>35.264</b>	<b>(490)</b>	<b>(10.996)</b>	<b>(309)</b>	<b>23.469</b>
<b>Administração/Distribuição</b>					
Em serviço	138.086	12	20.074	-	158.172
Depreciação Acumulada	(85.449)	(10.280)	-	-	(95.729)
Em curso	51.927	14.434	(18.830)	-	47.531
OE Vinculadas à Concessão	(2)	-	-	-	(2)
	<b>104.562</b>	<b>4.166</b>	<b>1.244</b>	<b>-</b>	<b>109.972</b>
<b>TOTAL</b>	<b>139.826</b>	<b>3.676</b>	<b>(9.752)</b>	<b>(309)</b>	<b>133.441</b>



<b>COMPOSIÇÃO</b>	<b>2017</b>	<b>Adições</b>	<b>Transferências</b>	<b>Baixas</b>	<b>2018</b>
<b>Geração</b>					
Em serviço	35.607	-	(1)	(80)	35.526
Depreciação Acumulada	(29.567)	(529)	-	13	(30.083)
Em curso	29.201	597	23	-	29.821
	<b>35.241</b>	<b>68</b>	<b>22</b>	<b>(67)</b>	<b>35.264</b>
<b>Administração/Distribuição</b>					
Em serviço	108.267	-	29.818	-	138.085
Depreciação Acumulada	(77.179)	(8.269)	-	-	(85.448)
Em curso	68.668	1.996	(18.737)	-	51.927
OE Vinculadas à Concessão	(2)	-	-	-	(2)
	<b>99.754</b>	<b>(6.273)</b>	<b>11.081</b>	<b>-</b>	<b>104.562</b>
<b>Arrendamento Mercantil</b>					
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	-	(1.730.922)	-
Depreciação Acumulada	(680.505)	-	-	680.505	-
	<b>1.050.417</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.050.417)</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.185.411</b>	<b>(6.205)</b>	<b>11.103</b>	<b>(1.050.484)</b>	<b>139.826</b>

A depreciação do ativo imobilizado é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015.

#### **Quadro de transferências - Ativo financeiro, contratual, intangível e imobilizado**

As transferências são realizadas entre os grupos de Ativo financeiro, Intangível e Imobilizado, não somente dentro do próprio grupo. Desta forma, as transferências devem ser visualizadas no conjunto dos grupos, conforme demonstrado no quadro a seguir:

	<b>NOTA</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Ativo financeiro	20	(1.544.634)	(487.408)
Ativo contratual	20	161.000	401.548
Intangível	21	1.393.386	74.757
Imobilizado	22	(9.752)	11.103
		<b>-</b>	<b>-</b>

### **NOTA 23 - ANÁLISE DO VALOR DE RECUPERAÇÃO DE ATIVOS NÃO FINANCEIROS**

Para o exercício de 2019, com base nas premissas adotadas e nos cálculos apurou-se um excesso do valor uso comparado ao valor contábil do ativo intangível de R\$ 2.416.522, não havendo necessidade de provisão por Impairment do Contrato de Concessão nº 01/2019.

As premissas do fluxo de caixa estão alinhadas com o Pronunciamento Técnico CPC 01 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

As principais premissas utilizadas na elaboração do teste de recuperabilidade realizadas e projetadas foram:

- Fluxo de caixa real (sem inflação);
- Data base do teste 31/12/2019;
- Dados de 31/12/2019;
- Período da análise: de 1º de janeiro de 2020 até 30 de abril de 2049;
- Taxa de desconto: WACC 8,09% em termos reais, conforme definido pela ANEEL para as empresas distribuidoras;
- Considerado Capital de giro e sua variação no fluxo de caixa;
- Investimentos previstos no “Plano de Negócios 2019-2024”;
- Premissa de mercado: mercado previsto no “Plano de Negócios 2019-2024”, com crescimento orgânico da energia injetada de 2,7% ao ano de acordo com crescimento do PIB;
- Tarifa: utilizada a última tarifa homologada pela ANEEL e novas projeções para as revisões tarifárias extraordinária (em 2020) e ordinária (em 2023) e os reajustes periódicos (em 2021, 2022 e 2024);
- Impostos e deduções da receita : utilizadas as mesmas alíquotas efetivas ocorridas em 2019;

- Encargos setoriais: utilizadas as informações do reajuste homologado em 2019;
- Encargos de Uso do Sistema: utilizada as informações do reajuste homologado em 2019;
- Perdas: utilizado o cenário considerado no “Plano de Negócios 2019-2024” (plano de combate às perdas), o qual prevê uma queda substancial nas perdas atingindo os níveis regulatórios em 2022;
- Compra de energia:
  - ✓ Preço: utilizada a tarifa média de compra de energia dos contratos;
  - ✓ Quantidade: utilizar a energia efetivamente contratada e comparar com a energia necessária (mercado +perdas), se tiver sobrecontratado vender o excedente nos mecanismos de venda MCSD, MVE e MCP; se tiver subcontratado comprar no MCP.
- PLD: previsão de 1 ano para cada submercado informado pela CCEE;
- PMSO: utilizado os valores previstos no “Plano de Negócios 2019-2024”;
- Provisões: dados realizados até 31/12/2019 e novas projeções com base no “Plano de Negócios 2019-2024”.

## NOTA 24 – FORNECEDORES

As obrigações com fornecedores decorrem da compra de energia elétrica para revenda, compra de combustíveis e pelo fornecimento de materiais e serviços.

<b>CIRCULANTE</b>		<b>2019</b>	<b>2018</b>
Fornecedores - Materiais e Serviços Nacionais	(a)	460.183	1.210.840
Fornecedores - Produtores Independentes		-	35.247
Fornecedores de Energia	(b)	617.659	446.819
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		43.723	103.871
Encargos de uso da rede elétrica		38.423	35.042
Parcelamentos PIE's	(c)	32.662	141.640
Parcelamentos AmGT	(d)	17.474	-
Outros		-	1.014
		<b>1.210.123</b>	<b>1.974.473</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Parcelamentos AmGT	(d)	274.859	-
		<b>274.859</b>	<b>-</b>
		<b>1.484.982</b>	<b>1.974.473</b>

a) A redução nesta rubrica de fornecedores de materiais e serviço é reflexo da transferência do valor de R\$ 344.656 mil do fornecedor Cigás para a rubrica de parcelamento, em função da assinatura do primeiro termo aditivo ao instrumento particular de confissão de dívidas, celebrado entre a Petróleo Brasileiro, a Amazonas Energia e Centrais Elétrica Eletrobras, relativos a dívida de gás. Ademais, na passagem do controle acionário, a Eletrobras assumiu o montante de R\$ 495.999 mil em dívidas relacionadas ao fornecedor Cigás.

b) Esta rubrica representa os contratos de Compra e Venda de Energia para a Companhia, destacando principalmente o fornecimento da AmGT no montante de R\$ 612.435.

c) Referem-se a parcelamento dos acordos que foram firmados em face dos PIEs terem logrado êxito em ações judiciais em desfavor da Companhia, que por indisponibilidade de liquidez, motivou uma negociação nos autos dos processos para realizar o pagamento parcelado. Sua redução é reflexo dos pagamentos efetuados no exercício.

d) Representa o instrumento particular de confissão de dívida entre Amazonas GT e a Amazonas Energia, parcelamento firmado referente a: i) Montante de R\$ 190.567 de faturas referentes dos contratos CCVEEs pendentes; ii) R\$ 79.269 correspondentes aos prejuízos suportados pela Amazonas GT em razão da indisponibilidade do combustível às UTEs Aparecida e Mauá 3; iii) R\$22.062 referente aos encargos das faturas pagas com atraso dos CCVEEs; iv) R\$435 pagamento efetuado ao fornecedor Enerwatt conforme serviços executados na subestação Presidente Figueiredo que era de responsabilidade da Amazonas Energia.

## NOTA 25 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Composição – Os saldos de empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

Empréstimos	Encargos anuais (%)	2019			2018		
		Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
RGR	7	37.897	8.181	46.078	-	50.738	50.738
RGR	7,00 + CRC <sup>1</sup>	46.841	6.883	53.724	-	50.763	50.763
RO	CDI	-	3.931.065	3.931.065	1.531.163	66.319	1.597.482
RO	8,4348	-	-	-	135.630	126	135.756
RO	12,5	-	-	-	236.021	-	236.021
RO-BIRD	IPCA	-	-	-	208.567	6.477	215.044
RO-BIRD	SELIC+SPREED	-	-	-	1038	220	1.258
RGR	SELIC	-	2.299.640	2.299.640	-	1.984.027	1.984.027
		<b>84.738</b>	<b>6.245.769</b>	<b>6.330.507</b>	<b>2.112.419</b>	<b>2.158.670</b>	<b>4.271.089</b>

<sup>1</sup> Comissão de reserva de crédito 1% (um por cento) ao ano calculada sobre o saldo não desembolsado do crédito.

Financiamentos	Encargos (%)	2019			2018		
		Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Óleo Diesel	SELIC	-	-	-	878.747	3.713.555	4.592.302
Gás	SELIC	-	-	-	739.155	3.256.954	3.996.109
Óleo Diesel	124,75% CDI	-	-	-	918.147	1.224.193	2.142.340
Gás	124,75% CDI	-	-	-	793.413	1.202.336	1.995.749
		-	-	-	<b>3.329.462</b>	<b>9.397.039</b>	<b>12.726.501</b>
<b>TOTAL</b>		<b>84.738</b>	<b>6.245.769</b>	<b>6.330.507</b>	<b>5.441.881</b>	<b>11.555.708</b>	<b>16.997.589</b>

A composição dos empréstimos tem seus vencimentos assim programados:

ANO	2019	2018
2019	71.823	5.441.881
2020	12.915	4.065.325
2021	455.480	2.540.943
2022	391.213	1.846.690
2023	768.245	1.493.222
2024	857.856	1.493.221
Após 2024	3.772.977	116.307
	<b>6.330.507</b>	<b>16.997.589</b>

Nota 25.1 - Movimentação dos empréstimos nos períodos:

	2019		2018	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
<b>Saldo no início do exercício</b>	<b>2.112.419</b>	<b>2.158.670</b>	<b>287.942</b>	<b>2.793.256</b>
Reversão do Registro/Obrigações do IR	2.559	5.776	-	-
Empréstimos obtidos (i)	-	176.305	-	501.557
Assunção Dívida ELB	-	(58.446)	-	-
Constituição de Dívida junto a ELB (ii)	-	1.611.996	-	-
Transferência de Dívida (AFAC e PIES) (iii)	-	-	355.866	-
Transferências entre circulante e não circulante	(2.068.622)	2.068.622	1.457.091	(1.457.091)
Encargos financeiros provisionados	158.353	282.849	11.455	301.498
Encargos Incorporados	6.854	-	65	25.306
Encargos financeiros pagos	(94.572)	-	-	-
Pagamento de empréstimos	(8.610)	-	-	-
Imposto de renda a pagar	(23.643)	-	-	(5.857)
<b>Saldo no final do exercício</b>	<b>84.738</b>	<b>6.245.769</b>	<b>2.112.419</b>	<b>2.158.670</b>

(i) O valor de R\$ 176.305 do não circulante, refere-se aos recursos RGR via CCEE recebidos no segundo trimestre de 2019.

(ii) Dívida repactuada com a Eletrobras correspondente a valores pagos pela então controladora no âmbito da garantia por ela prestada nos contratos de parcelamento pela aquisição de combustíveis junto a Petrobras.

(iii) Em 2018 do montante de R\$ 355.866 do circulante, R\$ 224.566 refere-se ao termo de confissão e financiamento de dívida (ECF-3358/2018), que correspondente aos valores pagos pela Eletrobras no âmbito da garantia por ela prestada nos contratos de suprimento de energia firmados pela Companhia junto aos PIE e R\$ 131.300 do contrato ECF - 3361/2018 referente aos Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital (AFAC) que foram convertidos em contratos de dívidas.

#### **Nota 25.2 - Movimentação dos financiamentos nos períodos:**

Financiamentos	2018	Adições	Amortização Principal	Amortização Encargos	Encargos Não Liquidado	Capitalização Eletrobras	Desconto Financeiro	2019
2012 - Óleo Diesel	26.456	-	-	-	407	(26.863)	-	-
2014 - Óleo Diesel	4.565.846	-	(119.740)	(64.764)	69.296	(4.450.639)	-	-
2014 - Gás	3.764.216	-	(98.884)	(53.485)	57.390	(3.669.236)	-	-
2018 - Óleo Diesel	2.142.340	103.543	(1.966.185)	(187.374)	-	-	(92.324)	-
2018 - Gás	2.227.642	377.209	(154.429)	(37.858)	-	(2.412.565)	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>12.726.501</b>	<b>480.753</b>	<b>(2.339.238)</b>	<b>(343.480)</b>	<b>127.093</b>	<b>(10.559.304)</b>	<b>(92.324)</b>	<b>-</b>

**Amortização de Principal** – No montante de R\$ 1.966.185, no financiamento 2018 - Óleo Diesel está o contido o valor de R\$ 1.446.412 relativo a **quitação antecipada de dívida com Petrobras Distribuidora** – A Amazonas Energia S.A, em 25 de setembro de 2019 assinou acordo para quitação antecipada de sua dívida com a Petrobras Distribuidora S.A, inscrita no Instrumento de Confissão de Dívida (ICD), assinado em 30 de abril de 2018, mediante o pagamento de parcela única no montante de R\$ 1.446.412 com desconto financeiro de R\$ 92.324 pelo pagamento antecipado.

O pagamento da parcela única ocorrida no dia 27 de setembro de 2019 está sujeito a condições precedentes típicas de acordos desta natureza. Com este pagamento operar-se-á a mais ampla, plena e integral quitação da BR Distribuidora para Amazonas Energia em relação à Dívida bem como em relação a todas as obrigações no âmbito do Instrumento de Confissão de Dívida incluindo aquelas relativas às garantias. **(Nota 17)**.

#### **Nota 25.3 - Cláusulas contratuais restritivas**

Os contratos de empréstimos e financiamentos se destinaram, em sua maioria, aos projetos de investimentos para a melhoria da qualidade de serviços da Companhia e outros compromissos diversos assumidos.

No caso dos contratos de financiamentos são cláusulas restritivas:

- a) O instrumento vencerá antecipadamente na ocorrência de:
- O não pagamento de 3 (três) prestações consecutivas ou alternadas;
  - Liquidação, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, requerimento, decretação ou homologação de falência, ou concolação de recuperação judicial em falência da devedora;
  - Vencimento antecipado de qualquer outro contrato de natureza financeira celebrado pela devedora.

A Eletrobras é fiadora do montante confessado pela AmE, em caráter irrevogável e irretroatável, ficando, portanto, responsável pelo pleno e imediato pagamento de qualquer valor que seja devido pela AmE no termo do instrumento assinado, renunciando a Eletrobras expressamente ao benefício de ordem, aos privilégios e prerrogativas constantes dos artigos 827, 837 e 838 do Código Civil.

A garantia fidejussória da Eletrobras nos termos do parágrafo acima perduraria até a efetiva privatização da AmE, mas especificamente, após os 60 (sessenta) dias da data de transferência do controle acionário ocorrida em 10/04/2019, prazo estipulado em contrato para a empresa realizar a substituição da garantias fidejussória, contudo até 31/12/2019 essa garantia ainda não foi substituída, estando em negociação. **Nota 41.3**

Ademais, a AmE cumpriu com todas as obrigações relacionadas aos contratos de dívida (Covenants).

## NOTA 26 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

CIRCULANTE	2019	2018
Encargos Sociais – INSS	5.091	6.769
Encargos Sociais – FGTS	1.554	2.061
SESI/SENAI/FNDE	517	693
Provisão de Férias	10.188	13.463
Provisão - Gratificação de Férias	9.232	12.296
Folha de Pagamento	8.064	11.213
	<b>34.646</b>	<b>46.494</b>

## NOTA 27 – OUTROS PASSIVOS

CONTAS	2019		2018	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Obrigações coligadas/controladoras (27.1)	-	-	2.209.919	13.556
Obrigações companhia de energia	29.805	13.556	-	-
Multas Ambientais	400	-	400	-
Juros de Emp. Compulsório - ELETROBRÁS	715	-	715	-
Cont. de Iluminação Pública Arrecadada	1.812	-	7.543	-
Utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	266	-
Pesquisa & Desenvolvimento - P&D (27.2)	39.685	19.141	31.283	17.013
Programa Eficiência Energética - PEE (27.2)	83.971	47.248	67.511	40.533
Cauções em garantia	435	-	1.535	-
Parcelamentos Aneel	10.665	-	14.320	-
Despacho ANEEL 3.360/2019 (a)	90.524	-	-	-
Outros	4.606	-	9.403	-
	<b>262.618</b>	<b>79.946</b>	<b>2.342.895</b>	<b>71.102</b>

### (a) Despacho ANEEL 3.360/2019 – Reembolso CCC

Trata-se de devolução apurada em virtude de discussão motivada por manifestação da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE que apontou inconsistência nos montantes de energia considerados no cálculo do desconto ACR médio, para as usinas conectadas ao SIN, observando-se o montante gerado, ao invés do montante contratado.

Alegou a ABRACE de que como as distribuidoras possuem cobertura tarifária correspondente aos montantes de energia contratados valorados ao ACR médio, os reembolsos mensais da CCC deveriam observar esse mesmo montante, independentemente da geração encontrar-se em patamar inferior ou superior ao contratado, em função do despacho centralizado do Operador Nacional do Sistema - ONS. Caso contrário, haveria duplicidade (via tarifa e reembolso da CCC) no ressarcimento de custos à distribuidora, para o montante de energia correspondente à diferença entre o contratado e o gerado.

De acordo com a Nota Técnica nº 062/2019-SRG/SFF/SGT/ANEEL, a CCEE apurou resultado a ser devolvido ao fundo pela Amazonas Energia, no que se refere à parcela do desconto do ACR médio (R\$397.758) milhões. Por sua vez, foi apurado um crédito de R\$ 209.276 milhões em favor da Amazonas, resultando no efeito líquido, da diferença entre o montante de energia medido e o contratado para as usinas de Manaus, considerando as duas parcelas (desconto do ACRmed e custo total de geração), de (R\$188.482) milhões a ser devolvido pela Amazonas à CCC. No bojo desse processo também foi reconhecido um crédito em favor da Amazonas de R\$ 97.958 milhões referente ao reconhecimento dos custos tributários incidentes no suprimento de gás natural em Manaus.

Assim, dos valores informados acima apura-se o débito da Amazonas, em favor da CCC, no valor de (R\$ 90.524) milhões, correspondente ao encontro de contas entre o débito de R\$ 188,5 milhões decorrente do recálculo do desconto do ACR médio considerando a energia

contratada ao invés da medida, com o crédito de R\$ 97.524 milhões referente ao reconhecimento dos custos tributários incidentes no suprimento de gás natural em Manaus.

## NOTA 27.1 – OBRIGAÇÕES

Em virtude da passagem do controle acionário as obrigações com coligadas/controladoras passaram a ser classificadas como obrigações com companhia de energia conforme quadro a seguir:

NATUREZA DAS OPERAÇÕES	2019		2018	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Eletrobras - Parcelamento (a)	-	13.556	1.954.457	13.556
Eletrobras - PIE's	3.643	-	227.996	-
Eletronorte - Sistema de transmissão	16.703	-	18.915	-
CHESF - Sistema de transmissão	3.663	-	3.299	-
CERON - Diversos	1.387	-	1.387	-
Boa Vista Energia - Cessão funcionários	-	-	33	-
Eletrosul - Sistema de transmissão	1.890	-	1.187	-
Furnas - Sistema de transmissão	2.518	-	2.646	-
	<b>29.805</b>	<b>13.556</b>	<b>2.209.919</b>	<b>13.556</b>

- a) Redução motivada pela transferência para a rubrica de empréstimos e financiamentos dos valores liquidados pela Eletrobras à Petrobras, referente à parcelas dos contratos de confissão de dívida de 2014 e 2018. Esses valores foram liquidados pela Eletrobras na época porque ela era garantidora dos contratos. Além disso, na condição de garantidora a Eletrobras também liquidou parcelas relativas ao pagamento de compra de energia com os Produtores Independentes de Energia – PIEs, em função da Amazonas Energia não possuir o capital de giro para o pagamento.

Após o processo de privatização esses valores foram repactuados com a Eletrobras e se transformaram em um contrato de empréstimo e financiamento.

## NOTA 27.2 – PROGRAMAS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D E PROGRAMA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – PEE

A Lei n° 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das Companhias concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

A Companhia reconheceu o passivo relacionado aos valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficientização Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL n° 300/2008 e 316/2008.

## NOTA 28 – PROVISÕES PARA CAUSAS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Por natureza:	2019		2018	
	Provisões Judiciais	Depósitos Judiciais	Provisões Judiciais	Depósitos Judiciais
Trabalhista	181.380	134.872	124.675	119.332
Cíveis	852.228	72.904	964.522	169.731
Ambientais	142	-	-	-
Tributárias	257.537	92.784	248.808	15.406
Multas ANEEL	101.081	80.726	95.395	78.048
	<b>1.392.368</b>	<b>381.286</b>	<b>1.433.400</b>	<b>382.516</b>

### NATUREZA DAS CAUSAS:

A Companhia é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis, tributários e outros em andamento, e está discutindo essas questões tanto na esfera administrativa como na judicial, as quais, quando aplicável, são amparadas por depósitos judiciais. As provisões para as eventuais

perdas decorrentes desses processos são estimadas e atualizadas pela Administração, amparada na opinião de seus consultores jurídicos externos.

A natureza das obrigações pode ser sumariada como segue:

- **Trabalhistas e previdenciárias** - consistem em ações movidas por empregados do quadro próprio e de empresas prestadoras de serviços, vinculadas a questões ligadas as relações de trabalho e emprego.
- **Cíveis** - A Companhia é parte em diversas ações cíveis, ligadas à relação de consumo, relativas a indenizações por danos morais e materiais decorrentes principalmente de irregularidades na medição do consumo e cobranças indevidas durante o curso normal dos negócios, além de ações que têm por objeto ação de cobrança de valores decorrentes de reequilíbrio ou reajuste de contratos.
- **Tributárias** - os principais processos tributários envolvem compensações não homologadas de PIS e COFINS, cobranças de contribuição previdenciária indevida, autuações pela escrituração /extemporânea de créditos de ICMS, exigência de estorno de crédito de ICMS sobre perdas de energia, aproveitamento de créditos de ICMS em razão dos subsídios da CCC, cobrança de ISS sobre serviços acessórios do serviço de distribuição de energia elétrica, cobranças de salário-educação de empregados, ITR sobre área alagada por hidroelétrica, pedido de devolução de PIS e COFINS pagos a maior em face de inconstitucional majoração de base de cálculo, além de execuções fiscais diversas e processos em que os consumidores buscam ressarcimento da taxa da iluminação pública ou da COSIP paga.

#### **MOVIMENTAÇÃO DOS SALDOS:**

A movimentação da provisão para contingências está demonstrada a seguir:

<b>Natureza</b>	<b>2018</b>	<b>Adições</b>	<b>Reversões</b>	<b>Atualizações</b>	<b>Baixas</b>	<b>2019</b>
Trabalhistas	124.675	82.458	(58.969)	46.001	(12.785)	181.380
Cíveis	964.522	95.597	(271.393)	87.191	(23.689)	852.228
Ambientais	-	138	(2)	6	-	142
Tributárias	248.808	1.054	(1.250)	8.925	-	257.537
Multas ANEEL	95.395	-	-	5.686	-	101.081
	<b>1.433.400</b>	<b>179.247</b>	<b>(331.614)</b>	<b>147.809</b>	<b>(36.474)</b>	<b>1.392.368</b>

<b>Natureza</b>	<b>2017</b>	<b>Adições</b>	<b>Reversões</b>	<b>Atualizações</b>	<b>Baixas</b>	<b>2018</b>
Trabalhistas	123.046	40.929	(58.454)	19.154	-	124.675
Cíveis	834.664	180.481	(135.495)	84.872	-	964.522
Tributárias	224.956	8.744	(133)	15.241	-	248.808
Multas ANEEL	90.555	-	-	5.787	(947)	95.395
	<b>1.273.220</b>	<b>230.154</b>	<b>(194.082)</b>	<b>125.054</b>	<b>(947)</b>	<b>1.433.400</b>

#### **Cíveis**

No saldo elevado de provisão para causas cíveis, destaca-se o fato da Companhia ser parte em 05 processos movidos pelos PIE, no montante de R\$ 580.410, em que se discute os seguintes objetos: a) anulação de multa aplicada pela Companhia em virtude do atraso por parte do PIE na entrada em operação da usina; b) cobrança de diferenças de faturamento da parcela do preço da energia relativa ao fornecimento de combustível usado na operação da usina, trazendo questionamentos acerca da fórmula constante no anexo G; e c) cobrança de encargos moratórios em razão de atraso no pagamento de faturas.

#### **Tributárias**

Tratam-se principalmente, de treze autos de infração (SEFAZ-AM), sendo 11 da AmE (2003-2016) e 2 da extinta CEAM (2006-2007), num total de R\$ 2.154.151, considerados como risco provável de perda. A Companhia obteve parecer jurídico de seus assessores externos, onde foi considerado como perda provável apenas a parcela do principal e multa sobre as perdas não regulatórias do período de novembro de 2005 a dezembro de 2008, que atualizados em 31 de dezembro de 2019

equivalem a R\$ 251.535 (R\$ 243.324 em 31 de dezembro de 2018), e para o restante do valor foi considerado como risco de perda possível (menor que 50%).

Os autos de infração foram lavrados para cobrança do valor dos créditos de ICMS que deixaram de ser estornados pela Companhia, em virtude de perdas técnicas e comerciais na transmissão e distribuição de energia elétrica. Nas defesas da Companhia, a tese sustentada é de que a legislação somente pode exigir o estorno das perdas extraordinárias à atividade, uma vez que as perdas ordinárias, por serem previsíveis, integram o preço da mercadoria vendida e portanto, majoram a tributação pelo ICMS. Alega-se também que no caso específico da energia elétrica, a legislação prevê expressamente que as perdas, sejam elas técnicas ou comerciais, devem compor o valor da tarifa, sendo, assim, inerentes à atividade, de modo que a exigência de estorno não se justificaria. Classificam como risco de perda possível as perdas comerciais reconhecidas na tarifa (a SEFAZ entende que apenas as perdas técnicas seriam inerentes à atividade, posicionamento idêntico à RFB - Solução de Consulta nº 17 - COSIT).

## PROCESSOS CLASSIFICADOS COMO PERDA POSSÍVEL

<u>Natureza:</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Trabalhistas	177.776	252.054
Cíveis (a)	1.341.264	17.755.653
Tributárias (b)	2.974.017	1.700.634
	<u>4.493.057</u>	<u>19.708.341</u>

**(a) Processos Cíveis:** Redução devido a um processo relevante no valor R\$ 16.487.721 atualizado em 2019 (R\$ 14.560.627 em 2018) ter sido julgado improcedente no dia 08 de outubro de 2019, alterando o grau de risco da ação de possível para remoto trata-se da ação civil pública impetrada pela Associação Nacional dos Consumidores - ANDECO contra todas as Concessionárias de Energia Elétrica do país, referente prevenção e reparação de danos difusos contra consumidores, com pedido de liminar para que as empresas não cobrem nas faturas de energia dos consumidores, as perdas demandadas, mesmo que por rateio, assim como as perdas experimentadas por erro de faturamento ou de medição, furtos e fraudes do período de 2010 a 2014.

Ainda nos processos Cíveis destaca-se também:

i) A existência de processos oriundos do apagão que atingiu os municípios de Iranduba e Manacapuru ocorrido em julho/2019.

Os Municípios de Iranduba e Manacapuru sofreram blecaute no fornecimento de energia elétrica em 2019, ante o rompimento abrupto do cabo submerso, ocorrido no dia 19 de julho, e que após acionada a equipe de manutenção, verificou-se que uma das fases isoladas estava com perda de isolamento na parte submersa, a cerca de 1.563 m da margem e a 53m de profundidade, inviabilizando qualquer serviço de recuperação.

No dia seguinte, 20 de julho de 2019, a Amazonas Energia acionou a empresa , que estava em processo de desmobilização das UTE Iranduba e Flores para retornar com as unidades de Iranduba e transferir as máquinas de Flores, sendo parte para Iranduba e parte para Manacapuru.

Como solução imediata para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos dois municípios, a Amazonas Energia implantou, imediatamente, 85 grupos geradores, equivalendo à Usina de 40 MW em Iranduba e outra de 25 MW em Manacapuru totalizando 65 MW contratados.

Visando dar celeridade ao processo de solução definitiva, com fulcro na segurança energética e modicidade, foram idealizadas 02 (duas) frentes de ação: uma solução emergencial provisória e uma solução estrutural permanente, sendo que ambas foram idealizadas com a cooperação com o Governo do Estado, por utilizarem a estrutura da Ponte Jornalista Phelippe Daou sobre o rio Negro, para implementação.



Contudo, mesmo mediante todas as ações tomadas diversas ações foram registradas, oriundas desse episódio e juntas somam o equivalente a R\$ 47.575, e novos processos decorrentes desse assunto podem surgir.

ii) Com objeto semelhante às ações judiciais citadas no item anterior, qual seja, interrupções e blecautes de energia, destacamos a existência de ações análogas também no município de Codajás, especialmente em função de blecaute ocorrido em 06 de junho de 2019. Tais ações somam o equivalente a R\$ 43.487, e assim como os processos de Manacapuru e Iranduba novos processos decorrentes desse assunto podem surgir.

**b) Processos Tributários:** São diversos processos relativos a tributos federais, estaduais e municipais que se encontram na esfera administrativa, destacando-se entre os principais:

i) Secretaria de Estado da Fazenda do Amazonas - SEFAZ, com vinte e seis processos, no montante de R\$ 1.254.892 (R\$ 1.181.648 em 2018) impetrados pela cobrança de valores de créditos de ICMS aproveitados pela Companhia em vários exercícios, cujo custo efetivo não foi pela Companhia suportado, em razão dos subsídios recebido da CCC e outros créditos de ICMS que deixaram de ser estornados pela Companhia em virtude de perdas técnicas e comerciais na distribuição de energia elétrica.

ii) Trinta e um processos no montante de R\$ 403.862 (R\$ 337.476 em 2018) referentes a autos de infração lavrados pela Receita Federal do Brasil (cobrança de COFINS e PIS por diferença de recolhimento) e pela Prefeitura de Manaus (cobrança de ISS em virtude de valores que supostamente não foram pagos referentes a diversos períodos).

iii) Um processo da Associação Brasileira Consumidores Água Energia Elétrica (ASSOBRAEE) no valor de R\$ 123.730 (R\$ 107.056 em 2018) referente à Ação civil pública visando declarar a nulidade da Portaria nº 45/86 do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), bem com pedido de restituição de todas as quantias cobradas pela Companhia com base nessa majoração de março a novembro de 1986.

iv) Um processo (AmE x ANEEL) no valor de R\$ 155.258 (R\$ 134.335 em 2018), referente a ação ordinária visando à recomposição financeira, por meio de reajuste tarifário, das perdas incorridas pela empresa em decorrência do método de devolução do PIS e da COFINS embutidos na tarifa determinado pela ANEEL, bem como a anulação do auto de infração nº 075/2008-SFF.

v) Auto de Infração lavrado pela Receita Federal, em 01 de abril de 2019, referente a fatos jurídicos compreendidos no período de 01/2014 a 12/2016, cujas as supostas infrações cometidas seriam a insuficiência de recolhimento de PIS e COFINS, considerando que a Companhia não ofereceu a tributação os valores recebidos a título de reembolsos da Conta de Consumo de Combustível (CCC), destinados à aquisição de combustíveis utilizados na geração de energia termelétrica, bem como dos demais gastos que compõe o Custo Total de Geração (CTG). O Auto de Infração lavrado totalizou o montante de R\$ 1.130.610. Em 27 de abril de 2019, a empresa protocolou na RFB o devido processo de impugnação ao Auto de Infração lavrado. Em 01 de outubro de 2019, por meio do Acórdão 01-37.159 - 3ª Turma da DRJ/BEL, os membros da 3ª Turma de Julgamentos, por unanimidade de votos, julgaram procedentes em partes os argumentos apresentados na impugnação, devendo, no entanto, ser cancelados em sua totalidade os débitos constituídos nos autos de infração em função da cobertura de créditos existente. Ademais, tal Acórdão foi submetido à apreciação do CARF, por força de recurso necessário e aguarda julgamento.

## **ATIVO CONTINGENTE**

**Exclusão do ICMS da Base de Cálculo do PIS e da COFINS:** A companhia impetrou um pedido de liminar com sentença em Mandado de Segurança, objetivando: a) em sede de liminar, a suspensão da exigibilidade do PIS e da COFINS incidentes sobre a parcela relativa ao ICMS incidente nas operações de venda de mercadorias; b) No mérito, reconhecer o direito líquido e certo de excluir da base de cálculo do PIS/COFINS a parcela do ICMS incidente nas suas operações, determinando que a autoridade impetrada se abstenha de qualquer cobrança a tal título; c) Assegurar à impetrante o direito líquido e certo à compensação, pela via administrativa, de todos os valores indevidamente recolhidos nos últimos cinco anos até o trânsito em julgado da presente ação mandamental, a título

das contribuições PIS/COFINS sobre a parcela do ICMS incidente nas suas operações e constantes das notas fiscais, atualizados pela taxa SELIC ou outro índice que vier a substituí-la; d) Declarar, em conformidade com o entendimento firmado no Recurso Extraordinário nº 574.706, que o ICMS a ser excluído da base de cálculo das contribuições em voga, corresponde ao montante destacado na Nota Fiscal (ou documento equivalente), ao contrário do que sustenta a RFB através da Solução de Consulta Interna COSIT nº 13/2018. A estimativa da Companhia até 31/12/2019, é que a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, reflita uma redução tributária no montante de R\$ 230.709 mil.

## NOTA 29 – CAPITAL SOCIAL

Em 10 de abril de 2019, conforme Assembleia Geral Extraordinária - AGE, foi realizada a assinatura do Contrato de Compra e Venda de Ações e transferência do controle acionário de aproximadamente 90% das ações do Capital Social para Consórcio formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços LTDA e ATEM'S Distribuidora de Petróleo S.A, as quais passaram a deter 90% do seu capital social. Com isso o Capital Social da Amazonas Energia passou de R\$ 4.610.171 em 2018 para R\$ 11.146.577 em abril de 2019.

Conforme Edital do Leilão nr. 2/2018-PPI/PND, em agosto de 2019 finalizou-se o processo de aquisição de ações pelos empregados e aposentados com a transferência efetiva pela Eletrobras das ações adquiridas, além daquelas ações que foram subscritas considerando o direito de preferência para acompanhar o novo controlador no aumento de capital. Assim, os empregados e aposentados passaram a deter 8,93% do Capital Social da Companhia. A Eletrobras ficou apenas com 1 ação (R\$ 0,57) e o Capital Social integralizado passou a ser R\$ 11.146.667.

Conforme Resolução CPPI nº 20/2017, o novo Controlador terá a obrigação de recomprar, no prazo de 03 (três) anos contados da data de assinatura do Contrato, as ações adquiridas pelos Empregados e Aposentados da Companhia, caso estes queiram vendê-las, desde que tais ações tenham sido adquiridas no âmbito da Oferta aos Empregados e Aposentados e/ou mediante a subscrição de novas ações.

O Capital Social, em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, totalmente integralizado, está distribuído conforme demonstrativo abaixo:

### COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31.12. 2019

Acionistas	R\$ mil	Participação(%)	Quantidade
Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda	6.090.691	54,64	10.605.828.985
Atem's Distribuidora de Petróleo S.A.	4.060.461	36,43	7.070.554.021
Empregados e Aposentados	995.515	8,93	1.720.071.872
	<b>11.146.667</b>	<b>100,00</b>	<b>19.396.454.878</b>

### COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31.12. 2018

Acionista	R\$ mil	Participação(%)	Quantidade
Eletrobras	<b>4.610.171</b>	<b>100,00</b>	<b>6.276.666.628</b>

Todas as ações são ordinárias nominativas, sem valor nominal.

## NOTA 30 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A reconciliação da receita bruta para a receita líquida é demonstrada como segue:

FORNECIMENTO	Nº de Consumidores (não auditado)			Mwh (não auditado)			R\$		
	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%	2019	2018	Δ%
Residencial	883.561	866.661	2,0	2.037.247	2.004.509	1,6	1.706.462	1.474.044	15,8
Industrial	2.624	2.643	(0,7)	583.022	595.955	(2,2)	411.232	399.342	3,0
Comércio, serviços e outros	78.552	76.898	2,2	1.061.738	1.056.634	0,5	856.531	769.418	11,3
Rural	43.686	43.758	(0,2)	80.703	78.219	3,2	41.050	34.995	17,3
Poder Público	9.702	9.599	1,1	591.731	571.890	3,5	395.363	354.293	11,6
Iluminação Pública	611	663	(7,8)	181.060	170.151	6,4	84.208	69.647	20,9
Serviço Público	911	899	1,3	74.417	69.873	6,5	44.212	37.391	18,2
Energia Elétrica na CCEE (a)	-	-	-	2.612.813	1.211.399	115,7	710.237	208.069	241,3
Não faturado	-	-	-	-	-	-	8.657	(10.508)	(182,4)
Receita ultrapassagem de demanda e excedente reativo (b)	-	-	-	-	-	-	(31.590)	(30.257)	4,4
	<b>1.019.647</b>	<b>1.001.121</b>	<b>1,9</b>	<b>7.222.731</b>	<b>5.758.630</b>	<b>25,4</b>	<b>4.226.362</b>	<b>3.306.434</b>	<b>27,8</b>
<b>TARIFA – CONS. LIVRES – TUSD (c)</b>							<b>313.012</b>	<b>260.607</b>	<b>20,1</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>									
Construção							338.188	258.877	30,6
Ativos e passivos regulatórios - OCPC 08 (d)							379.836	1.808.603	(79,0)
Outros							81.601	119.611	(31,8)
							<b>799.625</b>	<b>2.187.091</b>	<b>(80,1)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>							<b>5.338.999</b>	<b>5.754.132</b>	<b>(7,2)</b>
<b>(-) DEDUÇÕES</b>									
ICMS							240.709	528.473	(54,5)
PIS							55.743	91.220	(38,9)
COFINS							256.755	420.167	(38,9)
P&D e PEE							36.988	36.470	1,4
CDE							76.614	-	-
Taxa Fiscalização Aneel							3.009	2.735	10,0
							<b>669.818</b>	<b>1.079.065</b>	<b>(37,9)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>							<b>4.669.181</b>	<b>4.675.067</b>	<b>(0,1)</b>

a) O aumento da receita de energia elétrica comercializada na CCEE é reflexo do aumento da quantidade de energia excedente que a Companhia dispôs no mercado em decorrência de estar sobrecontradada. Em 2019 foram comercializados na CCEE o montante de 2.612.813 (não auditados) MWh em contrapartida aos 1.211.399 (não auditado) MWh comercializados no 2018

b) O montante a devolver refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento aos clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo. Os valores dessa receita foram transferidos para a conta de obrigações especiais e serão amortizados a partir da primeira revisão tarifária subsequente ao 3º ciclo de revisão tarifária.

c) Receita proveniente de grandes consumidores que estão conectados ao sistema elétrico da Companhia na condição de “livres”, a referida receita remunera a utilização da rede de distribuição especificamente no que diz respeito ao transporte da energia adquirida no Sistema Interligado Nacional. Dessa forma, os encargos referentes ao uso da rede de distribuição (“TUSD”) desses consumidores livres, são cobrados, pela Companhia, com o registro na rubrica de “Receita de uso da rede”.

d) Conforme Ofício 242-ANEEL em Junho de 2018 foi reconhecido o montante de R\$ 1.537.483 (referente ao ano de 2016/2017 e 2018) na receita de CVA-Outros Componentes Financeiros em contrapartida do ativo regulatório. A ANEEL estabeleceu que o passivo contraído junto ao Fundo RGR, durante todo o período da designação, seria transferido para a nova concessão, na qual o novo concessionário faria jus ao recebimento tarifário (vide nota 18, item “a”).

## NOTA 31 – CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia, para atendimento aos seus consumidores, mantém contrato com diversas empresas, comprando energia de produtores independentes e por meio de leilões, no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

	2019	2018	Δ%
Compra de Energia (a)	2.385.936	1.057.809	125,6
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	204.030	281.820	(27,6)
Comercialização de Energia Elétrica - curto prazo (b)	1.542.697	1.047.989	47,2
Aluguel de Grupos Geradores	252.250	272.236	(7,3)
Proinfa	47.678	46.811	1,9
	<b>4.432.592</b>	<b>2.706.665</b>	<b>63,8</b>

(a) Com a finalização do processo de desverticalização e a migração do contrato do gás, houve aumento de 125,6% nos custos com compra de energia com a AmGT,, uma vez que a partir de dezembro de 2018, esta passou a faturar também o custo com o gás natural para a AmD.

**Produtores Independentes de Energia – PIES no Interior** – Outro fator que contribuiu para o aumento da compra de energia foi a entrada em operação dos PIES do interior. A Ame está deixando de atuar na atividade de geração, passando a comprar energia no leilão, ao preço licitado, cujo reembolso pela CCC/CDE será de forma integral, o que ultrapassar o ACR médio.

Conforme previsto no Art. 1º da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, “as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica nos denominados Sistemas Isolados deverão atender à totalidade dos seus mercados por meio de licitação, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizada, direta ou indiretamente, pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de acordo com diretrizes do Ministério de Minas e Energia”.

Em 16 de agosto de 2016, a Diretoria da ANEEL homologou o resultado e adjudicou o objeto do Leilão nº 02/2016 – 1ª Etapa, às empresas integrantes do Consórcio Geração Amazonas, composto pelas empresas Aggreko Energia Locação de Geradores Ltda. e Brasil Bio Fuels S.A.; e outorgou autorização para implantação dos empreendimentos nas localidades integrantes dos referidos Lotes, em razão do que foram emitidas as Resoluções Autorizativas nº 5.989/2016 e nº 5.990/2016.

No que se refere à segunda etapa do Leilão nº 02/2016, por meio do Despacho nº 1.807, em 21 de junho de 2017, a ANEEL decidiu pela habilitação das empresas integrantes Consórcio Energia do Amazonas, referente ao Lote A/I; do Consórcio Oliveira - ETAM, quanto aos Lotes B/I-A e B/II; da Powertech, no que concerne ao Lote B/III; e, do Consórcio VPower Telemenia, relativamente ao Lote B/III-A, como proponentes vencedoras do Leilão nº 02/2016 – 2ª Etapa.

O Despacho nº 1.877, de 28 de junho de 2017, a ANEEL decidiu pela habilitação das empresas integrantes do Consórcio Oliveira - ETAM, referente ao Lote B/I, e do Consórcio VPower Telemenia, quanto aos Lotes B/IV e B/V, como proponentes vencedoras do Leilão nº 02/2016.

Assim, por meio das Resoluções Autorizativas ANEEL nº 6.530, 6.531, 6.532, 6.533, 6.534, 6.536, 6.537, de 25 de julho de 2017, as empresas vencedoras foram autorizadas a se estabelecerem como PIES, para atendimento aos sistemas isolados do estado do Amazonas, mediante a implantação e exploração das centrais geradoras termelétricas dos Grupos A e B.”

A partir de 2019, com a entrada em operação dos PIES, o sistema de geração de energia passa a ser de responsabilidade do PIE, no qual atenderá 87 localidades do interior do Estado.

O não cumprimento das datas previstas em contrato, por situações e fatores diversos tem levado tais fornecedores a justificar o atraso junto à ANEEL que analisará os pleitos efetuados. À Amazonas Energia cabe aplicar as devidas penalidades, somente quando da efetiva entrada em operação de cada PIE.

Apresentamos a seguir a posição até 31 de dezembro de 2019 com as tabelas com a situação de cada empresa: entrada em operação, teste e construção.

**a.1 Produtores Independentes de Energia - Em operação comercial**

Item	Localidade	Vencedor	Contrato	Vigência	Número do Despacho Comercial / Data	Data Entrada em Operação Comercial
1	Ipixuna	Aggreko e Brasil Fulls	Bio CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	10/12/2033	3117 - 08/11/2019	09/11/2019
2	Uarini	Aggreko e Brasil Fulls	Bio CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	10/12/2033	3239 - 21/11/2019	22/11/2019
3	Envira	Aggreko e Brasil Fulls	Bio CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	10/12/2033	2143 - 02/08/2019	03/08/2019
4	Benj Constant + Atalaia	Aggreko e Brasil Fulls	Bio CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	10/12/2033	3579 - 17/12/2019	18/12/2019
5	Cabori	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	30/11/2033	3673 - 26/12/2019	27/12/2019
6	Mocambo	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	30/11/2033	3660 - 24/12/2019	25/12/2019
7	Boa Vista do Ramos e Cametá	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	10/12/2023	3663 - 24/12/2019	25/12/2019
8	Maués	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	10/12/2023	3624 - 19/12/2019	20/12/2019
9	Tapauá	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	10/12/2033	3578 - 17/12/2019	18/12/2019
10	Manaquiri	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	10/12/2033	2779 - 09/10/2019	10/10/2019
11	Canutama	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	10/12/2033	3489 - 11/12/2019	12/12/2019
12	Boca do Acre	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	10/12/2033	3623 - 19/12/2019	20/12/2019
13	Manicoré	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	10/12/2033	2260 - 14/08/2019	15/08/2019

**a.2 Produtores Independentes de Energia - Em teste**

Item	Localidade	Vencedor	Contrato	Código Único de Empreendimentos de Geração-CUG	Vigência	Contrato (kW)	Nº do Despacho Teste / Data	Data Entrada em Teste
1	Coari	Consórcio Guascor & Dresser	CCESI 01/2017 OC 109.251/2017	UTE.GN.AM.037683 -3.01	30/11/2030	38.772	301 - 04/02/2019	05/02/2019
2	Murituba	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035810 -0.01	10/12/2033	375	2777 - 09/10/2019	10/10/2019
3	Japurá	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035811 -8.01	10/12/2033	375	162 - 23/01/2020	24/01/2020
4	Caiambé	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035813 -4.01	10/12/2033	1.000	1805 - 26/06/2019	27/06/2019
5	Juruá	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035816 -9.01	10/12/2033	3.600	3448 - 11/12/2019	12/12/2019
6	Maraã	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035818 -5.01	10/12/2033	4.400	3382 - 05/12/2019	06/12/2019
7	Alvarães	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035819 -3.01	10/12/2033	4.400	2982 - 04/11/2019	02/11/2019
8	Carauari	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035823 -1.01	10/12/2033	10.000	3627 - 19/12/2019	20/12/2019
9	Tefé	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035824 -0.01	10/12/2033	30.000	2575 - 17/09/2019	18/09/2019
10	Estirão do Equador	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035825 -8.01	10/12/2033	500	2441 - 02/09/2019	03/09/2019
11	Palmeiras	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035827 -4.01	10/12/2033	400	2442 - 02/09/2019	03/09/2019
12	Jutaí	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035836 -3.01	10/12/2033	6.000	1358 - 13/11/2019	13/11/2019
13	São Paulo de Olivença	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035837 -1.01	10/12/2033	5.000	211 - 29/01/2020	30/01/2020
14	Fonte Boa	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035838 -0.01	10/12/2033	8.000	3409 - 06/12/2019	07/12/2019
15	Tabatinga	Aggreko e Brasil Bio Fulls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035839 -8.01	10/12/2033	18.000	3598 - 18/12/2019	19/12/2019
16	Augusto Montenegro	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037684 -1.01	30/11/2033	450	3212 - 19/11/2019	20/11/2019
17	Moura	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037685 -0.01	30/11/2033	400	3222 - 20/11/2019	21/11/2019
18	Carvoeiro	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037686 -8.01	30/11/2033	150	3205 - 18/11/2019	19/11/2019
19	Nhamundá	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037689 -2.01	30/11/2033	5.000	3221 - 20/11/2019	21/11/2019
20	Santana do Uatumã	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037690 -6.01	30/11/2033	375	2579 - 18/09/2019	19/09/2019
21	Barcelos	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037691 -4.01	30/11/2033	7.000	3206 - 18/11/2019	19/11/2019
22	Novo Airão	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037692 -2.01	30/11/2033	6.600	2388 - 28/08/2019	29/08/2019

23	Santa Isabel do Rio Negro	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037693 -0.01	30/11/2033	3.000	3220 - 20/11/2019	21/11/2019
24	Lindóia	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037696 -5.01	30/11/2033	3.000	2443 - 02/09/2019	03/09/2019
25	Novo Remanso	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037697 -3.01	30/11/2033	7.000	2389 - 28/08/2019	29/08/2019
26	Urucará	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037698 -1.01	30/11/2033	5.000	2717 - 02/10/2019	03/10/2019
27	São Sebastião do Uatumã	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037699 -0.01	30/11/2033	3.600	3218 - 20/11/2019	21/11/2019
28	Vila Amazônia e Zé Açú	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	UTE.PE.AM.037700 -7.01	10/12/2023	2.880	14 - 06/01/2020	07/01/2020
29	Pedras	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	UTE.PE.AM.037701 -5.01	10/12/2023	750	40 - 07/01/2020	08/01/2020
30	Barreirinha	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	UTE.PE.AM.037702 -3.01	10/12/2023	4.500	3352 - 16/12/2019	17/12/2019
31	Urucurituba e Itapeaçú	Oliveira Energia	CCESI 03/2017 OC 109.439/2017	UTE.PE.AM.037705 -8.01	10/12/2023	4.500	2701 - 30/09/2019	01/10/2019
32	Pauini	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037706 -6.01	10/12/2033	3.600	3068 - 05/11/2019	06/11/2019
33	Tuiué	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037707 -4.01	10/12/2033	750	2526 - 12/09/2019	13/09/2019
34	Vila de Urucurituba	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037710 -4.01	10/12/2033	375	3219 - 20/11/2019	21/11/2019
35	Sacambú	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037711 -2.01	10/12/2033	450	3204 - 18/11/2019	19/11/2019
36	Parauá	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037712 -0.01	10/12/2033	600	3238 - 21/11/2019	22/11/2019
37	Novo Céu	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037713 -9.01	10/12/2033	3.600	2442 - 02/09/2019	03/09/2019
38	Lábrea	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037715 -5.01	10/12/2033	13.200	2839 - 16/10/2019	17/10/2019
39	Itapuru	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037716 -3.01	10/12/2033	450	2429 - 30/08/2019	31/08/2019
40	Caviana	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037717 -1.01	10/12/2033	1.000	2401 - 29/08/2019	30/08/2019
41	Castanho II	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037719 -8.01	10/12/2033	10.500	3674 - 26/12/2019	27/12/2019
42	Careiro da Várzea	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037720 -1.01	10/12/2033	5.500	2881 - 18/10/2019	19/10/2019
43	Campinas	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037721 -0.01	10/12/2033	750	2880 - 18/10/2019	19/10/2019
44	Beruri	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037723 -6.01	10/12/2033	6.600	2430 - 30/08/2019	31/08/2019
45	Araras	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037724 -4.01	10/12/2033	400	3223 - 20/11/2019	21/11/2019
46	Nova Olinda do Norte	Consórc VPower & Telemenia	CCESI 06/2017 OC 109.423/2017	UTE.PE.AM.037734 -1.01	10/12/2023	8.700	3224 - 20/11/2019	21/11/2019
47	Borba	Consórc VPower & Telemenia	CCESI 06/2017 OC 109.423/2017	UTE.PE.AM.037735 -0.01	10/12/2023	10.500	2942 - 30/10/2019	30/10/2019
48	Autazes	Consórc VPower & Telemenia	CCESI 08/2017 OC 109.432/2017	UTE.PE.AM.037737 -6.01	10/12/2023	10.500	2700 - 30/09/2019	01/10/2019

### a.3 Produtores Independentes de Energia - Em construção

Item	Localidade	Vencedor	Contrato	Código Único de Empreendimentos de Geração-CUG	Vigência	Contrato (kW)	Previsão Data Entrada em Operação
1	Tamaniquá	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035809 - 6.01	10/12/2033	250	28/04/2020
2	Vila Bitencourt	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035812- 6.01	10/12/2033	500	17/08/2020
3	Limoeiro	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035814-- 2.01	10/12/2033	2.000	27/02/2020
4	Itamarati	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035815- 0.01	10/12/2033	2.700	29/02/2020
5	Eirunepé	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 02/2017 OC 109.424/2017	UTE.PE.AM.035822- 3.01	10/12/2033	10.000	10/06/2020
6	Ipiranga	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035826- 6.01	10/12/2033	500	25/05/2020
7	Feijoa	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035828- 2.01	10/12/2033	720	26/09/2020
8	Alterosa	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035829- 0.01	10/12/2033	540	13/02/2020
9	Betânia	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035830- 4.01	10/12/2033	900	10/08/2020
10	Belém do Solimões	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035831- 2.01	10/12/2033	600	06/11/2020
11	Santa Rita do Well	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035832- 0.01	10/12/2033	1.800	10/08/2020

12	Amaturá	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035833-9.01	10/12/2033	3.500	29/05/2020
13	Tonantins	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035834-7.01	10/12/2033	5.000	17/02/2020
14	Santo Antônio do Içá	Aggreko e Brasil Bio Fuls	CCESI 03/2016 OC 109.433/2017	UTE.PE.AM.035835-5.01	10/12/2033	5.000	23/09/2020
15	Cucuí	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037694-9.01	30/11/2033	600	25/06/2020
16	Iauaretê	Oliveira Energia	CCESI 02/2017 OC 109.438/2017	UTE.PE.AM.037695-7.01	30/11/2033	750	25/06/2020
17	Vila de Belo Monte	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037709-0.01	10/12/2033	400	18/03/2020
18	Castanho I	Oliveira Energia	CCESI 04/2017 OC 109.440/2017	UTE.PE.AM.037718-0.01	10/12/2033	10.500	18/03/2020
19	Sucunduri	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037726-0.01	10/12/2033	400	18/11/2020
20	Vila de Matupi	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037727-9.01	10/12/2033	5.400	02/11/2020
21	Novo Aripuanã	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037728-7.01	10/12/2033	7.000	10/01/2021
22	Auxiliadora	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037730-9.01	10/12/2033	900	03/03/2021
23	Axinim	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037731-7.01	10/12/2033	570	03/03/2021
24	Apuí	Powertech	CCESI 05/2017 OC 109.426/2017	UTE.PE.AM.037732-5.01	10/12/2033	5.400	17/06/2020
25	Humaitá	Consórc VPower & Telemenia	CCESI 06/2017 OC 109.423/2017	UTE.PE.AM.037733-3.01	10/12/2023	21.000	15/10/2020
26	São Gabriel da Cachoeira	Consórc VPower & Telemenia	CCESI 07/2017 OC 109.425/2017	UTE.PE.AM.037736-8.01	10/12/2023	10.500	10/05/2020

(b) O aumento dos custos com a comercialização de energia na CCEE é explicado principalmente pelos efeitos do decreto nº 40.628, de 02 de maio de 2019 que atribue as empresas geradoras de energia elétrica, na condição de sujeito passivo por substituição, a responsabilidade pela retenção e recolhimento do ICMS incidente nas operações com energia elétrica impactando nas operações com as distribuidoras.

## NOTA 32 – CUSTOS DE OPERAÇÃO

### NOTA 32.1 – PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS DE TERCEIROS

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Pessoal	260.689	316.874
Material	69.786	37.094
Serviços de terceiros	252.694	199.517
	<b><u>583.169</u></b>	<b><u>553.485</u></b>

Destaca-se que especialmente nas rubricas Material e Serviços ocorreu um aumento de R\$ 85.869 tendo em vista que após a privatização da Companhia em 11 de abril de 2019, foi necessário a retomada de programas de manutenção do sistema elétrico, bem como medidas para combater fraudes no consumo de energia em nosso mercado consumidor. Essas ações começaram a apresentar resultados positivos ao final de 2019.

### NOTA 32.2 – COMBUSTÍVEL PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Até 2018 o insumo gás natural era registrado nessa rubrica, tendo em vista que a Companhia mantinha contrato de fornecimento de gás com a Companhia de Gás do Amazonas para a geração de energia. Em dez/19, com a finalização do processo de desverticalização o contrato de fornecimento do gás foi transferido para a Amazonas Geração e Transmissão – AmGT. Doravante, a Amazonas Energia assinou Contrato de Comercialização e Venda de Energia Elétrica – CCVEs com a AmGT, e assim o que antes era faturado como combustível, passou a ser faturado como compra de energia.

### NOTA 32.3 – RECUPERAÇÃO DE DESPESAS CCC

Em 2019, destaca-se nessa rubrica o registro do reconhecimento da MP 855/18 (**NOTA 17.1**), em contrapartida ao direito a receber, no montante de R\$ 1.678.925 mil.

Ressalta-se que a CCC reembolsa a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nesse sentido, um outro fator que influenciou nos valores de reembolso da CCC em 2019, foi o ACRMédio que em 2019, foi de 291,12MWh, conforme estabelecido no Despacho ANEEL 2309/18. Em 2018, o valor ao ACRMédio foi de 213,00 MWh, conforme Despach ANEEL 3440/17.

### NOTA 33 – OUTROS

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Aluguéis	981	608
Seguros	1.790	1.939
Tributos	1.337	7.950
Consumo Próprio de Energia Elétrica	12.443	10.390
Indenizações Judiciais	-	119.053
Empregados Cedidos	876	3.682
Recuperação de despesas diversas (a)	(222.031)	(32.150)
Fator de Corte de Perdas Regulatórias – Nota 16.1	57.430	374.220
Penalidade para a Transgressão dos Indicadores	33.020	29.971
Outros	29.242	14.137
	<u><b>(84.912)</b></u>	<u><b>529.800</b></u>

- a) Considerando as atualizações de entendimentos fiscais apresentados pelo Parecer Cosit n°. 05, datado de 17 de dezembro de 2018, que atualizou o conceito de insumo e a Instrução Normativa n° 1.911 de 11 de outubro de 2019, que consolidou as regras de PIS e COFINS, a Companhia revisitou suas apurações de débitos e créditos fiscais de PIS e COFINS dos exercícios de 2017 a 2019 e recalculou a apropriação dos valores considerando o novo entendimento. Esse recálculo resultou num reconhecimento de créditos nos montantes de R\$ 37.767 mil de PIS e R\$ 148.799 mil de COFINS.

### NOTA 34 – RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Despesas gerais e administrativas (34.1)	582.160	(466.623)
Ganho Lei n° 12.783 (a)	28.136	82.286
Outras receitas	17.335	4.922
	<u><b>627.630</b></u>	<u><b>(379.414)</b></u>

(a) Registro do Valor Novo de Reposição – VNR em 2019 no montante de R\$ 28.136 (vide Nota 20)

#### NOTA 34.1 – DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Pessoal	65.685	66.505
Administradores	5.521	3.080
Material	755	709
Serviço de terceiros	71.399	43.224
Depreciação e amortização - imobilizado e intangível	18.053	15.609
Aluguéis	320	(429)
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	379.624	461.497
Reversão de créditos de liquidação duvidosa	(368.222)	(221.418)
Perdas com Clientes	291.771	178.881
Provisão para contingências judiciais	179.248	230.155
Reversão para contingências judiciais	(331.615)	(194.083)
Provisão para perdas em estoques	(20.120)	(39.674)
Provisão para passivo a descoberto (a)	-	(119.500)
Reversão de provisões operacionais CCC (b)	(951.037)	-



Outros	76.458	42.067
	<u>(582.160)</u>	<u>466.623</u>

- a) Reconhecimento do lucro de R\$ 119.500, apurado até 05 de dezembro de 2018 na controlada AmGT. Após 05/12/2018, a AmGT passou a ser controlada diretamente pela Eletrobras Holding após a finalização do processo de desverticalização.
- b) Reversão da provisão CCC , no montante de R\$ 951.037, em decorrência da transferência dos créditos de CCC para a Eletrobras, reflexos da transação de passagem do controle acionário.

**NOTA 2.1**

## NOTA 35 – RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Receitas financeiras</b>		
Acréscimo moratório sobre energia vendida	113.461	101.210
Variação monetária ativa	3.173	4.179
Multa s/ fornecimento e suprimento de energia	-	39.346
Juros e multas diversas (a)	91.467	4.259
Juros remuneratórios CCC	116.989	123.455
Pis/Cofins sobre receita financeira	(24.074)	(22.437)
Atualização monetária dos depósitos judiciais	15.191	(21.724)
Rendas s/ aplicações financeiras	18.348	6.363
Atualização Monetária de ativos e passivos regulatórios	(10.160)	(259)
Ativo Setorial -Designadas Empréstimo RGR	141.809	218.319
Outras receitas financeiras	27.358	3.823
	<u>493.562</u>	<u>456.535</u>
<b>Despesas financeiras</b>		
Variação monetária passiva	2.771	(524)
Encargos de dívida	448.055	338.325
Juros e multas (b)	200.772	79.482
Encargos financeiros de fornecedores (c )	355.615	1.164.450
Atualização monetária de ativos e passivos regulatórios	(5.840)	(77)
Atualização monetária das Contingências Judiciais	147.809	125.382
Juros Diversos – Reversão (d)	-	(242.832)
Perda de avaliação atuarial	2.947	2.861
Outras despesas financeiras	8.058	50.129
	<u>1.160.187</u>	<u>1.517.196</u>
<b>Resultado financeiro</b>	<u>(666.625)</u>	<u>(1.060.661)</u>

a) Registro de R\$ 92.324 referente ao desconto financeiro obtido na negociação de quitação do CCD 2018 com a BR Distribuidora. **(vide Nota 17)**

b) Neste montante de R\$ 200.772, está contido R\$ 146.888 referente ao custo do deságio e comissionamento do Contrato de Cessão de Créditos, conforme explicitado na **Nota 17**.

c) Redução motivada principalmente pela rubrica Fornecedores uma vez que os saldos com a dívida corrente (não parcelada) foi gradativamente diminuindo ao longo de 2018 com a assunção dos Parcelamentos feitos junto a BR Distribuidora e a Petróleo Brasileiro.

d) Houve reversão de atualização monetária no montante de R\$ 139.780 em decorrência de acordos firmados com produtores independentes de energia e baixa de atualização monetária referente a exercícios anteriores decorrente da transferência de dívida do PIE EL Paso Amazonas para AmGT no montante de R\$ 77.099 em 2018.

## NOTA 36 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### NOTA 36.1 – GESTÃO DO RISCO DE CAPITAL

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes

interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Total dos empréstimos	6.330.507	16.997.589
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	54.467	213.102
Dívida líquida	<b>6.276.040</b>	<b>16.784.487</b>

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros e seus respectivos níveis:

		<b>Classificação</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Ativos financeiros</b>				
<b>Custo amortizado</b>				
Clientes		Custo amortizado	1.112.624	808.555
Direitos de ressarcimento		Custo amortizado	312.743	2.982.057
Ativo regulatório		Custo amortizado	2.923.333	2.972.768
Ativo financeiro		Custo amortizado	258.817	1.775.315
			<b>4.607.517</b>	<b>8.538.695</b>
<b>Valor justo</b>				
Caixas e equivalentes de caixas	1	Valor justo por meio do resultado	29.463	18.600
Contas bancárias vinculadas	1	Valor justo por meio do resultado	3.357	21.272
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	2	Valor justo por meio do resultado	25.004	194.502
			<b>57.824</b>	<b>234.374</b>
<b>Passivos financeiros</b>				
<b>Custo Amortizado</b>				
Empréstimos e financiamentos		Custo amortizado	84.738	16.997.589
Fornecedores		Custo amortizado	1.210.123	1.974.473
Obrigações de ressarcimento		Custo amortizado	1.874.085	1.021.087
Passivo regulatório		Custo amortizado	214.053	297.912
			<b>3.382.999</b>	<b>20.291.061</b>

Técnicas de avaliação e informações usadas:

**a) Caixas e Equivalentes de Caixas; Contas Bancárias Vinculadas e Ativos Regulatórios**  
- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.

**b) Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo:** usualmente mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.

**c) Clientes:** são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização.

**d) Ativos financeiros:** são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão.

**e) Direito de Ressarcimento:** São ativos financeiros que representam o direito de reembolso da CCC, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados. São classificados como custo amortizado.

**f) Fornecedores:** são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

g) **Empréstimos e financiamentos:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

h) **Obrigações de ressarcimento:** referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC e são valorizados a custo amortizado.

i) **Demais instrumentos financeiros:** os valores justos são similares aos seus valores contábeis, uma vez que: (i) possuem prazo de recebimento/pagamento médio inferior a 60 dias; e (ii) são concentrados em títulos de renda fixa, remunerados a taxa de CDI.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, serviço de precificação ou agência reguladora. E os preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais classificados como valor justo por meio de resultado ou através de outros resultados abrangentes anteriormente classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confia o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiverem baseadas em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Não houve transferências entre o Nível 1 e o Nível 2, ou entre o Nível 2 e o Nível 3 durante o exercício de 2019.

## **NOTA 36.2 – GESTÃO DE RISCOS FINANCEIROS**

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

### **36.2.1 - Risco de taxa de juros**

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a empréstimos.

Este risco é mitigado pelo fato da Companhia concentrar a captação de seus empréstimos com a Eletrobras, a juros fixos.

- Análise de Sensibilidade

A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta na taxa de 25% e 50%, dos indexadores SELIC, CDI e IPCA

**Efeito no resultado**

	2019	Cenário I Provável 2019 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
Empréstimos obtidos – SELIC	2.299.640	100.386	125.483	150.579
Empréstimos obtidos – CDI	3.931.065	251.405	314.256	377.108
Parcelamentos – CDI	292.332	18.696	23.370	28.043
Parcelamentos – IPCA	32.662	1.406	1.758	2.110
Impacto no Resultado		<b>371.894</b>	<b>464.867</b>	<b>557.840</b>
		<b>Provável(**)</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>
SELIC		4,37%	5,46%	6,55%
CDI		6,40%	7,99%	9,59%
IPCA		4,31%	5,38%	6,46%

(\*)A Companhia divulgou os empréstimos obtidos pelo CDI e SELIC que representam respectivamente 62,10% e 36,33% do saldo dos empréstimos.

(\*\*) Cotações das estimativas apresentadas do indexador CDI da pesquisa B3;Do indexador SELIC e IPCA da pesquisa BACEN.

**Efeito no resultado**

	2018	Cenário I Provável 2018 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
Empréstimos obtidos - SELIC	1.984.027	132.930	166.162	199.395
Empréstimos obtidos - CDI	1.597.482	106.712	133.390	160.068
Parcelamentos - SELIC	8.467.588	567.328	709.160	850.993
Parcelamentos - CDI	4.333.481	289.477	361.846	434.215
Parcelamentos - IPCA	68.085	2.649	3.311	3.973
Impacto no Resultado		<b>1.099.095</b>	<b>1.373.869</b>	<b>1.648.643</b>

(<sup>1</sup>) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
SELIC	6,70%	8,38%	10,05%
CDI	6,68%	8,35%	10,02%
IGPM	4,09%	5,11%	6,14%
IPCA	3,89%	4,86%	5,84%

**36.2.2 - Risco de crédito**

Consiste no risco da Companhia incorrer em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; e (iii) ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2019 é:

	NOTA	2019
Caixa e equivalentes de caixa	(a.1)	29.463
Contas bancárias vinculadas	(a.1)	3.357
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	(a.1)	25.004
Clientes	(a.2)	1.112.624
Ativo regulatório	(a.3)	2.923.333
Outros ativos	(a.4)	330.340
Direito de ressarcimento	(a.5)	312.743
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	(a.3)	643.128
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(a.3)	258.817
		<b>5.638.809</b>

**(a.1) Caixa e equivalentes de caixa, contas bancárias vinculadas e TVM**

Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda desses valores.

A Companhia realiza aplicações financeiras apenas em títulos permitidos pela União por ser Sociedade de Economia Mista e os saldos mantidos são de rotatividade quase que diária, portanto considera o risco de crédito baixo.

**(a.2) Clientes**

A Companhia não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois como distribuidora de energia elétrica, é regida por contrato de concessão, bem como pela regulamentação do setor elétrico e obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão, utiliza uma matriz de provisão para estimar suas perdas com clientes. O aging de clientes, bem como percentuais de perda por tipo de classe estão divulgados na nota 13.

A Companhia entende que o risco de crédito de sua carteira não alterou significativamente, visto que os percentuais de perda observáveis historicamente por tipo de classe não tiveram oscilações relevantes, esses índices podem ser visualizados na nota 13.

Para recuperação da inadimplência a Companhia atua por meio de:

- i. programas de renegociação dos débitos pendentes;
- ii. negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito;
- iii. suspensão do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente;
- iv. contratação de empresa especializada na cobrança de contas em atraso e
- v. cobrança judicial.

#### **(a.3) Ativo regulatório e ativo financeiro da concessão**

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo financeiro da concessão).

#### **(a.4) Outros ativos**

Referem-se a contas a receber com a Eletrobras que serão liquidados com as dívidas existentes após assinatura da transferência de controle acionário por força de lei, portanto a Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos.

#### **(a.5) Direito de ressarcimento**

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os saldos reconhecidos na data base estão suportados por documentos emitidos pelo órgão regulador (ANEEL) que anuiu o reembolso desses créditos por força de lei decorrente da privatização.

### **36.2.3 - Risco de liquidez**

É o risco da Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descompasso de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos. As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Os eventuais saldos de caixa auferidos pela Companhia, além dos programados para administração do capital circulante, são transferidos para contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos dentro das limitações legais que requer a concessão, com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas. A seguir, divulgação do quadro que são os fluxos de caixa não descontados contratados:

#### **PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante/Não Circulante)**

##### **Mensurados ao custo amortizado**

	2019			
	Menos de 1 ano	Superior a 1 e inferior 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Mais de 5 anos
Empréstimos e Financiamentos	84.738	850.267	2.501.416	3.543.110
Fornecedores	1.210.123	133.453	184.015	-
Obrigações de ressarcimento	-	1.874.085	-	-
Obrigações estimadas	34.646	-	-	-

**PASSIVOS FINANCEIROS  
(Circulante/Não Circulante)**

Mensurados ao custo amortizado	2018			
	Menos de 1 ano	Superior a 1 e inferior 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Mais de 5 anos
Empréstimos e Financiamentos	5.441.881	6.606.268	4.833.133	116.307
Fornecedores	1.974.473	-	-	-
Obrigações de ressarcimento	-	1.021.088	-	-
Obrigações estimadas	46.494	-	-	-

**NOTA 36.3 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS**

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos.

**NOTA 37 – COBERTURA DE SEGUROS**

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos seguros está demonstrada a seguir:

SEGURADORA	RISCO	DATA DE VIGÊNCIA	IMPORTÂNCIA SEGURADA	PRÊMIO
MetLife Seguros	Vida	11/01/2019 a 11/01/2020	1.477 vidas	105
Fator Seguros	Engenharia	13/10/2019 a 13/10/2020	155.463	628

As apólices de seguros oferecem cobertura aos riscos de engenharia e de incêndio sob a condição de primeiro risco absoluto, considerando risco coberto o acidente que exija reparo ou reposição do bem segurado, de forma a possibilitar que o mesmo possa continuar a trabalhar ou operar normalmente, respondendo a seguradora pelos prejuízos cobertos, independente dos valores em risco. A responsabilidade da seguradora ficará limitada, em cada acidente, ao limite máximo de indenização, único para todas as instalações e localidades (maquinário, usinas hidrelétricas e termelétricas, equipamentos, turbinas, geradores, caldeiras, transformadores, aparelhos elétricos e equipamentos de processamento de dados).

**NOTA 38 – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES**

O gasto total com a remuneração está demonstrado a seguir:

	2019	2018
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	4.224	2.029
Encargos Sociais	1.085	678
Benefícios	212	311
	<b>5.521</b>	<b>3.018</b>

**NOTA 39 – BENEFÍCIO PÓS EMPREGO**

O programa de benefícios previdenciários tem como meta conceder aos empregados que vierem a se aposentar na AmE uma complementação que consiste entre a diferença do Salário Real de Benefício (base de cálculo dos benefícios de complementação de aposentadoria por tempo de contribuição, idade e especial, valor correspondente à média aritmética simples dos últimos 36 (trinta e seis) meses, corrigidos pelo INPC) e a renda vitalícia obtida no regime geral da previdência social, sobre o qual o empregado e a AmE contribuem mensalmente para formação de um fundo capitalizado.

Os programas de benefício pós-emprego da empresa AmE podem ser assim classificados:

**a) Plano de Contribuição Definida (CD) - Plano 02-B**

Plano individual de poupança previdenciária, no qual o benefício depende do valor das contribuições, do resultado dos investimentos administrados pela PREVINORTE e do tempo de contribuição do participante. Suas contribuições são provenientes da Companhia e do empregado, descontados da

folha de salários. Este plano contempla os seguintes benefícios: complemento da aposentadoria, auxílio no caso de incapacidade para o trabalho e pensão por morte.

Plano em sistema de capitalização, para transformação futura em renda pós-emprego de caráter reversivo. Dessa forma, o benefício a ser concedido será representado pela reversão da poupança acumulada em renda, segundo parâmetros atuariais definidos. Considerada a característica desse plano, o regime é mantido em permanente equilíbrio, com cotizações individuais balizadas pelo valor dos ativos financeiros, não gerando a obrigação pós-emprego.

#### b) Plano de Benefício Definido (BD) - Plano 02- A

Plano com características de Benefício Definido sob o regime financeiro de capitalização, que tem como fonte de suas contribuições a Companhia e o empregado, sendo tais contribuições calculadas sobre a folha de salários, em conformidade com plano anual de custeio definido pelo atuário responsável.

Este plano está em extinção desde 1º de janeiro de 2000 e, a partir dessa data, não pode receber novos participantes. Adicionalmente, compreende os seguintes benefícios: complementação da aposentadoria, da pensão por morte, do abono anual e garantia de manutenção de direito à renda vitalícia futura para aqueles que se desligarem antes das respectivas aposentadorias, desde que tenham, pelo menos, três anos de efetiva contribuição ao plano.

Em 2019 a Companhia implantou O Plano de Desligamento Consensual (PDC) e o Plano de Demissão Voluntária (PDV) com o objetivo de atender o exposto no Plano de Negócios para o período de 2019 a 2024, 2º Pilar: Aumentar a eficiência (baseado nos planos de redimensionamento do quadro e adequação do custo de pessoal).

Para os ex-empregados e seus dependentes que aderiram aos referidos planos de incentivo, no caso 46 participantes no PDC e 161 participantes no PDV, a AmE se comprometeu com a cobertura dos gastos de assistência médica e odontológica durante os doze meses depois do desligamento.

O perfil populacional dos participantes dos Planos BD,CD,PDC, PDV está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS	BD	CD	PDC	PDV
<b>1. Participantes ativos</b>				
1.1. Participantes - nº	16	1327	-	-
1.2. Idade Média	59	50	-	-
1.3 Salário Médio em R\$	13.605	8.161	-	-
<b>2. Participantes Inativos</b>				
2.1. Participantes - nº	24	-	46	161
2.2. Idade Média	68	-	62	54
2.3. Benefício Médio em R\$	4.258	-	-	-
<b>3. Pensionistas</b>				
3.1. Participantes Pensionistas - nº	8	-	-	-
3.2. Idade Média	73	-	-	-
3.2. Benefício Médio em R\$	1.756	-	-	-
<b>Custo Anual Médio - Saúde (em R\$)</b>	-	-	6.560	6.560
<b>Índice de Dependência - Saúde</b>	-	-	1	2
<b>População Total</b>	<b>48</b>	<b>1.327</b>	<b>46</b>	<b>161</b>

#### c) Hipóteses atuariais e econômicas

Hipóteses Econômicas	BD	CD	PDC	PDV
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	3,26%	3,28%	0,07%	0,26%
Projeção de aumentos médio dos salários	1,00%	1,00%	-	-
Taxa média de inflação anual	3,61%	3,61%	3,61%	3,61%
Expectativa de retorno dos ativos do plano	6,99%	7,01%	-	-
HCCTR - Health Care Cost Trend Rate	-	-	3% a.a	3% a.a
Duration (em anos)	11,41	11,58	0,74	0,93
Aging Factor	-	-	3,76%	3,76%

Hipóteses Demográficas	BD	CD	PDC	PDV
Taxa de Rotatividade	Nula	Nula	-	-

Tábua de mort. de ativos/aposentados	AT-83 Feminina	AT-83 Feminina p/ sobrevivência e AT-49 desagravada em 2 anos p/ morte	AT-83 Feminina p/ sobrevivência e AT-49 desagravada em 2 anos p/ morte	AT-83 Feminina p/ sobrevivência e AT-49 desagravada em 2 anos para morte
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 Desagravada em 2 anos Masculina	AT-49 Desagravada em 2 anos	-	-
Tábua de entrada de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	-	-
Hipótese s/ composição familiar	HX Previnorte 2019	-	Cadastro real	Cadastro real
Hipótese de entr. em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade ao benefício integral	100% na primeira elegibilidade ao benefício integral	-	-

### 39.1 - Exposição dos resultados

De acordo com as Normas Internacionais vigentes, foi utilizado o método do Crédito Unitário Projetado para a estimativa das obrigações de longo prazo. Esse método (também conhecido como método de benefícios acumulados com pró-rata de serviço ou como método benefício/anos de serviço) considera cada período de serviço como dando origem a uma unidade adicional de direito ao benefício e mensura cada unidade separadamente para construir a obrigação final.

Plano BD	2019	2018
<b>Obrigações no início do exercício</b>	<b>36.727</b>	<b>29.239</b>
Custo do serviço corrente	471	333
Reembolso do serviço corrente	(572)	(612)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	639	546
Juros líquidos sobre a obrigação atuarial	3.131	2.733
Perdas atuariais	9.491	5.195
(-) Benefícios pagos no ano	(1.140)	(706)
<b>Obrigações no final do exercício</b>	<b>48.747</b>	<b>36.727</b>
<b>Valor justo dos ativos financeiros no início do exercício</b>	<b>30.819</b>	<b>29.001</b>
Rentabilidade líquida esperada sobre os ativos financeiros	2.661	2.768
Contribuições normais e extraordinárias patronais	633	566
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	639	546
(-) Benefícios pagos	(1.140)	(706)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	16.298	(1.355)
<b>Ativos Financeiros no final do exercício</b>	<b>49.910</b>	<b>30.819</b>
<b>(Déficit)/Superávit apurado</b>	<b>1.163</b>	<b>(5.908)</b>
<b>Passivo líquido ao final do exercício</b>	<b>-</b>	<b>(5.908)</b>
Plano CD	2019	2018
<b>Obrigações no início do exercício</b>	<b>2.203</b>	<b>2.204</b>
Custo do serviço corrente	220	13
Juros sobre a obrigação atuarial	187	201
Perdas atuariais	2.160	1.322
(-) Benefícios pagos no ano	(2.014)	(1.538)
<b>Obrigações no final do exercício</b>	<b>2.755</b>	<b>2.203</b>
<b>Valor justo dos ativos financeiros no início do exercício</b>	<b>1.378</b>	<b>1.365</b>
Rentabilidade líquida esperada sobre os ativos financeiros	114	121
(-) Benefícios pagos	(2.014)	(1.538)
Ganhos nos ativos financeiros	8.599	1.431
<b>Ativos Financeiros no final do exercício</b>	<b>8.077</b>	<b>1.378</b>
<b>(Déficit)/Superávit apurado</b>	<b>5.322</b>	<b>(825)</b>
<b>Passivo líquido ao final do exercício</b>	<b>-</b>	<b>(825)</b>
Plano PDC	2019	2018
<b>Obrigações no início do exercício</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Perdas atuariais	601	-



Obrigações no final do exercício	601	-
(Déficit)/Superávit apurado	<u>(601)</u>	<u>-</u>
Passivo líquido ao final do exercício	<u>(601)</u>	<u>-</u>
<b>Plano PDV</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Obrigações no início do exercício	-	-
Perdas atuariais	2.317	-
Obrigações no final do exercício	<b>2.317</b>	-
(Déficit)/Superávit apurado	<b>(2.317)</b>	-
Passivo líquido ao final do exercício	<b>(2.317)</b>	-

## NOTA 40 – PARTES RELACIONADAS

### Transações e saldos

A Companhia efetuou transações com partes relacionadas. As transações são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas.

Em virtude da passagem do controle acionário em Abril de 2019, as transações entre a Companhia e suas Partes Relacionadas foram reavaliadas e classificadas em Junho de 2019 conforme quadro abaixo:

Partes Relacionadas	Natureza da Operação	31.12.2019			31.12.2018		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Poder Público Federal	Consumidores e revendedores	-	-	-	63.609	-	-
ATEM	Compra de Combustível	-	203.365	(1.287.244)	-	-	-
Oliveira Energia	Aluguel de Grupos Geradores	-	10.821	(194.666)	-	-	-
AmGT	Participação societária	-	-	-	-	-	119.500
AmGT	Empregado cedido	-	-	-	1.218	-	-
AmGT	Diversos	-	-	-	6.758	-	-
AmGT	Energia Comprada	-	-	-	-	423.363	(492.927)
AmGT	Sistema de Transmissão	-	-	-	41.602	16.242	-
Boa Vista Energia	TV Corporativa	-	-	-	140	-	-
Boa Vista Energia	Diversos	-	-	-	1.944	-	-
Ceal	TV Corporativa	-	-	-	416	-	-
Ceal	Diversos	-	-	-	330	-	-
Cepisa	TV Corporativa	-	-	-	450	-	-
Cepisa	Diversos	-	-	-	776	33	-
Ceron	TV Corporativa	-	-	-	227	-	-
Ceron	Diversos	-	-	-	300	1.387	-
CHESF	Empregado cedido	-	-	-	60	-	-
CHESF	Sistema de Transmissão	-	-	-	-	3.299	-
Eletroacre	Diversos	-	-	-	144	-	-
Eletroacre	TV Corporativa	-	-	-	1.608	-	-
Eletroacre	Energia Comprada	-	-	-	-	2.315	(1.260)
Eletrobras	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	156	3.231.920	(261.465)
Eletrobras	Empregado cedido	-	-	-	144	-	-
Eletrobras	Diversos	-	-	-	8	-	-
Eletrobras	Provisão - Demais	-	-	-	-	-	-
Eletrobras	PIE's	-	-	-	-	241.551	-
Eletrobras	Parcelamento	-	-	-	-	1.954.456	-
Eletrobras	Dação de Pagamento	-	-	-	2.866.831	-	-
Eletronorte	Participação societária	-	-	-	16.036	-	-
Eletronorte	Sistema de Transmissão	-	-	-	-	18.377	-
Eletronorte	Empregado cedido	-	-	-	871	-	-
Eletronorte	Diversos	-	-	-	360	538	-
Eletronuclear	Energia Comprada	-	-	-	-	4.898	(58.774)
Eletrosul	Sistema de	-	-	-	-	1.187	-

	Transmissão	-	-	-	-	2.646
Furnas	Diversos	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>-</b>	<b>214.186</b>	<b>(1.481.910)</b>	<b>3.003.989</b>	<b>5.902.212</b>
						<b>(694.926)</b>

## NOTA 41 – EVENTOS SUBSEQUENTES

### NOTA 41.1 – Operação Financeira com o Banco Bradesco

Considerando o valor homologado pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 2633, 29/10/2019 – art. 10º, no montante de R\$ 261.249.634,73 (duzentos e sessenta e um milhões, duzentos e quarenta e nove mil, seiscentos e trinta e quatro reais e setenta e três centavos), referente aos custos de sobrecontratação de energia e exposição do mercado de curto prazo do período de agosto de 2018 a julho de 2019, para fins de reembolso pela Conta de Consumo de Combustível – CCC, a ser recebido em 12 parcelas mensais, a companhia realizou com o Banco Bradesco S.A na data de 09/01/2020 uma operação de Swap capturando o valor de R\$ 220.000.000,00 do montante homologado, também a ser pago em 12 parcelas mensais.

Destaca-se que esse valor a ser reembolsado pela CCEE à AmE, reconhecido por meio da REH 2633, decorre da exposição no mercado de curto prazo, no período de agosto de 2018 a julho de 2019, em razão de liquidação de energia excedente. Exposição reconhecida como involuntária pela ANEEL, conforme previsto no Decreto 10.050/19.

### NOTA 41.2 – COVID-19

Em março de 2020, uma pandemia global foi declarada pela organização Mundial da Saúde (OMS) relacionado ao rápido aumento dos casos de doenças relacionadas ao novo coronavírus (COVID-19). A Amazonas Energia vem seguindo as recomendações da Organização mundial da Saúde – OMS, do Ministério da Saúde, do governo do Estado do Amazonas e ainda da ANEEL, adotando ações preventivas para redução dos riscos de contaminação de seus clientes e colaboradores e proliferação do Vírus COVID-19, monitora o avanço do Coronavírus e busca preservar seus empregados e colaboradores, evitando a propagação da doença, inclusive por meio da criação de um Comitê de Crise, que tem por objetivo coordenar e monitorar todas as ações relativas à pandemia.

Foram criados 6 grupos de ação para enfrentar a crise do COVID-19, quais sejam: i) Garantir segurança dos funcionários e consumidores; ii) Garantir continuidade do serviço ao cliente; iii) Redefinir modelo de operação; iv) Preservar fluxo de caixa; v) Intensificar atuação junto a órgãos reguladores; vi) Gerenciar liquidez

Em 24 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 878 contendo medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia do COVID-19, para vedar a suspensão do fornecimento por inadimplência de unidades consumidoras – residenciais, urbanas e rurais –, permitir a suspensão da entrega da fatura mensal impressa no endereço dos consumidores, substituindo-a por envio de faturas eletrônicas ou de código de barras, determinar a priorização de atendimentos emergenciais e os destinados a atender serviços essenciais, dentre diversas determinações, no sentido de contribuir com as ações de isolamento social e de priorizar o fornecimento de energia elétrica de forma contínua e confiável.

Em 7 de abril de 2020, por meio do Despacho nº 986, a ANEEL deliberou pela liberação dos recursos do Encargos de Serviço de Sistema (ESS) de cerca de 2,021 bilhões de reais para o segmento consumo, sendo 1,475 bilhão para as distribuidoras e 546 milhões para os consumidores livres.

Em 8 de abril de 2020, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 950, alterando a Lei nº 12.783, de 2013, e a Lei nº 10.438, de 2012, para, dentre outras coisas, ampliar para 100% (cem por cento) o desconto dos consumidores de Tarifa Social com faturamento de até 220 KW/mês, destinando recursos à CDE para essa cobertura, bem como para possibilitar a tomada de recursos financeiros pela CDE para enfrentamento dos impactos no setor elétrico decorrentes da pandemia de COVID-19.

Diante de todo esse cenário atípico e de características imprevisíveis não é possível prever com exatidão os cenários que poderão se materializar nos próximos meses nas operações da Empresa.

Ainda não estão suficientemente claros os efeitos na economia mundial e, em particular no Brasil, por quanto tempo estes efeitos irão perdurar, assim como, de quanto será a eventual redução do consumo de energia elétrica no Brasil e nem a duração desta redução.

Contudo, dentre os possíveis efeitos que ainda não podem ser mensurados citamos a possibilidade de: redução de faturamento, arrecadação, aumento das perdas de energia elétrica e conseqüente impacto no fluxo de caixa operacional e de indicadores financeiros e operacionais. Ademais essa diminuição abre espaço para a revisão do ritmo de obras para investimento, possibilitando uma desaceleração. A Companhia entende que essa situação caracteriza-se como caso fortuito/força maior e para mitigar tal efeito, com base no princípio jurídico fato do príncipe, a concessionária poderá acionar a ANEEL, seguindo o rito previsto em seu contrato de concessão para solicitar o reequilíbrio econômico e financeiro da concessão. Destaca-se que o cenário atual não se limita à Companhia, mas abrange todas as distribuidoras de energia elétrica.

#### **NOTA 41.3 – Contrato de Garantia - ELETROBRAS**

Em 03 de março de 2020 foi assinada uma procuração outorgada por instrumento público, em cumprimento ao acordado na cláusula décima primeira dos contratos de financiamentos ECF 3378/2019 e ECF 3382/2019 entre AmE e Eletrobras, na qual, em amplo poder, a AmE vincula a sua receita própria à satisfação da ELETROBRAS para fins de receber quaisquer quantias que se tornarem devidas pela AmE, em decorrência de inadimplência das obrigações contratuais dos respectivos contratos, com saldo atualizado em Dezembro de 2019 no montante de R\$ 54.082. para o contrato ECF 3378/2019 e R\$ 1.959.122 para o contrato ECF 3382/2019.

#### **DIRIGENTES DA AMAZONAS ENERGIA S/A**



**TARCÍSIO ESTEFANO ROSA**  
Diretor-Presidente



**CELSO DE OLIVEIRA SANT'ANNA**  
Diretor Financeiro



**FÁBIO FICK**  
Diretor de Administração



**RADYR GOMES DE OLIVEIRA**  
Diretor de Distribuição no Interior



**EDUARDO DE XEREZ VIEIRALVES**  
Diretor Técnico e de Operação na Capital



**MARCELO DE PINHO LIMA**  
Diretor de Clientes



**LUCIANA CRISTINA RODRIGUES**  
Diretora Regulatória e Jurídica

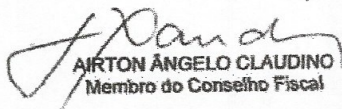


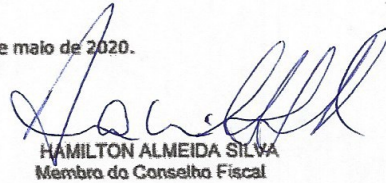
**CLEONICE ARAÚJO DE SALES**  
Contadora - CRC- AM 010393/O-7

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da Amazonas Energia S.A., no uso de suas atribuições legais e estatutárias, examinou as Demonstrações Financeiras, complementadas pelas Notas Explicativas, e o Relatório de Administração, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2019. Com base nos exames efetuados, bem como considerando o Relatório emitido pela KPMG Auditores Independentes, em 12/05/2020, sobre o qual, por importante, compete destacar o teor do parágrafo "Base para opinião com ressalva", opina que - observados todos os aspectos enfatizados pelos Auditores Independentes, conforme mencionado - os referidos documentos retratam adequadamente a situação financeira e patrimonial da Companhia e recomenda que os mesmos sejam submetidos à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

Manaus (AM), 12 de maio de 2020.

  
AIRTON ÂNGELO CLAUDINO  
Membro do Conselho Fiscal

  
HAMILTON ALMEIDA SILVA  
Membro do Conselho Fiscal

  
MIQUÉIAS DE OLIVEIRA ATEM  
Membro do Conselho Fiscal