



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

RELATÓRIO ORÇAMENTO DAS CONTAS SETORIAIS 2018 – CDE/RGR/CCC

VERSÃO REVISADA 25.10.2017



1.	INTRODUÇÃO	3
2.	OBJETIVO	4
3.	PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS	4
	CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE	4
	RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	5
	CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC	5
4.	PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE	6
4.1.	PREMISSAS ADOTADAS.....	7
	CARVÃO MINERAL	9
4.2.	COMPARATIVO ORÇAMENTÁRIO CDE.....	10
5.	PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR.....	11
5.1.	PREMISSAS ADOTADAS.....	11
6.	PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC.....	12
6.1.	PREMISSAS ADOTADAS.....	13
6.2.	CUSTO TOTAL DO PAC PARA 2018.....	16
6.3.	ALTERAÇÕES NOS SISTEMAS	17
6.4.	IMPORTAÇÃO DE ENERGIA.....	17
7.	ANEXOS.....	18

1. INTRODUÇÃO

As contas setoriais foram criadas, primeiramente, para subsidiar o desenvolvimento e a equanimidade do atendimento energético do Brasil, restringido, posteriormente, apenas às regiões de difícil acesso e às usinas cuja fonte é o carvão mineral nacional.

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada a partir da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a princípio para o desenvolvimento energéticos dos estados, além de atender objetivos mais específicos, tais como: universalização do serviço de energia elétrica no país, garantir a subvenção econômica destinada a modicidade tarifária para classes de consumidores residencial baixa renda, promover a competitividade de geração provenientes de empreendimentos de fonte eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural, promover os recursos compensatórios às distribuidoras referentes aos descontos aplicados às tarifas de uso do sistema de distribuição/transmissão e, entre outros, prover recursos à Conta de Consumo de Combustível – CCC.

Posteriormente, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, alterou algumas disposições do Art. 13 da Lei nº 10.438/2002, como por exemplo, a possibilidade de transferência de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR à CDE, permitiu a amortização de operações financeiras - indenização da reversão de concessões, constituiu a compensação dos descontos aplicados nas tarifas de energia e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração, instituiu a cobertura dos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

A previsão do orçamento da CDE, então, engloba não somente as atribuições da referida conta, mas também as da RGR e CCC.

A criação da RGR foi estabelecida no Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica. Os principais objetivos da RGR são prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Ainda que, a extinção de tais cotas ter sido prevista para 2010, pela Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, houve a prorrogação até 2035 por conta de sua importância para o investimento e modernização do setor elétrico.

A Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, dispõe sobre o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios serão cobertos com recursos da CDE através das quotas. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deve apurar os valores recebidos, realizar os cálculos de eficiência dos dados de medição, encaminhar os dados de medição ao ONS, além de atender aos Despachos e Decretos emitidos pelos órgãos reguladores e fiscalizadores, referentes os repasses de recursos aos beneficiários. Estes, por sua vez, devem atender aos requisitos e procedimentos para que o reembolso seja efetivado.

A Resolução nº 500, de 17 de julho de 2012, estabeleceu os procedimentos e critérios para reembolso dos custos de combustíveis dos empreendimentos termoelétricos à carvão mineral nacional pela CDE, incluindo esse tipo de usinas como beneficiária da conta.

A Medida Provisória nº 735, de 2016, convertida na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, estabeleceu à CCEE a responsabilidade de gerir os recursos das contas setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis - CCC. Tais responsabilidades iniciaram efetivamente a partir de maio de 2017, conforme previsto em regulação. Além disso, a CCEE passou a ser responsável pela elaboração do orçamento de tais contas, além do Plano Anual de Operações do Sisol.

Em seguida, o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, estabeleceu as normas e diretrizes para destinação, orçamento e gestão dos recursos das contas setoriais - CDE, CCC e RGR. Em tal decreto é estabelecido à CCEE a

elaboração do Plano Anual de Custos com base no Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados elaborado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Esta versão substitui a encaminhada por meio da carta CT-CCEE-1472/2017, de 11.10.2017, em atendimento às solicitações da ANEEL conforme acordado na reunião realizada em 18.10.2017 em Brasília, oportunidade em que a CCEE apresentou as premissas para a elaboração da proposta de consolidação do Orçamento da CDE, da CCC e da RGR para o ano de 2018, bem como o detalhamento da apuração dos valores para cada rubrica do orçamento. A carta de encaminhamento deste Relatório – CT-CCEE-1528/2017, explicita os itens ajustados.

2. OBJETIVO

O objetivo do relatório é apresentar o orçamento das contas setoriais: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para o ano de 2018, reunindo em único documento as premissas utilizadas de tal planejamento.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS



As especificações de cada conta quanto aos papéis e responsabilidades, tomam como base o Decreto nº 9.022/2017, para a CDE e RGR, REN. 427/2011 para CCC e REN. 500/2012 para CDE e CCC, descritos a seguir.

CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

Para a CDE, as diretrizes de cada instituição estão contempladas no Art. 9º do Decreto nº 9.022/2017, como segue:

- **CCEE:** responsabilidade de consolidar o orçamento da CDE com as previsões, isto é, a consolidação do Plano Anual de Custos da CCC – PAC, que incluirá os dados encaminhados do MME, ANEEL e ONS;
 - **Do Ministério de Minas e Energia – MME:** previsão de gastos com a universalização do serviço de energia elétrica no território nacional, a transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, e previsão dos dispêndios do Programa Luz para Todos - PLpT;
 - **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL:** os valores de custeio dos descontos tarifários para o mercado regulado de cada distribuidora e seu saldo remanescente, por meio de quotas da CDE (atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA); os valores de subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; o custo total de geração, para fins de reembolso da CCC, necessários para atender a diferença entre a carga real e o mercado regulatório; os pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; os pagamentos de multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; fiscalização da conta e abertura de audiência pública para aprovação do orçamento anual;
 - **Operador Nacional do Sistema - ONS:** o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (detalhado no Anexo C.I), com indicação das quantidades previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do Plano Anual de Custos da CCC – PAC.

Segundo a REN. 500/2012, as atribuições estão listadas abaixo:

- **CCEE:** efetuar os reembolsos de acordo com o estabelecido no Art. 3º; divulgar em seu sítio na internet, todas as informações a respeito do custo de combustíveis de usinas a carvão mineral pela CDE da forma descrita no Art. 16º.

- **Agentes de geração:** todos os agentes de geração responsáveis por empreendimentos de geração beneficiários da CDE deverão submeter à CCEE e ao ONS a previsão de geração bruta de energia elétrica do ano seguinte, em base mensal, conforme tratado no Art. 2º; entregar à CCEE as medições do consumo de combustíveis coletadas pelo SCDCDE;
- **Agente beneficiário:** implantar o Sistema de Coleta de Dados Operacionais para a CDE – SCDCDE, destinado a medir, registrar, armazenar e colocar à disposição os dados referentes ao consumo de combustíveis para fins de reembolso pela CDE, conforme Art 4º.

RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

O Decreto nº 9.022/2017, em seu Art. 25º, determinou que o orçamento da RGR será consolidado anualmente, em conjunto com o orçamento da CDE, pela CCEE e aprovado pela ANEEL, conforme segue:

- **CCEE:** avaliar as diferenças entre as receitas da RGR e as destinações dos recursos e o resultado ser transferido à CDE, preservados os recursos necessários para o atendimento do cronograma de pagamentos;
- **MME:** dispor sobre as condições de desembolso; observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR afim de assegurar a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira da empresa;
- **ANEEL:** estabelecer o cronograma de desembolso; a previsão, o acompanhamento e a fiscalização dos gastos relacionados à destinação de recursos;
- **Eletrobras:** responsável pela gestão dos contratos de financiamentos com recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016, conforme determina o artigo 28º do Decreto.

CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

A Lei REN. 427/2011 dispõe sobre o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios serão cobertos com recursos da CDE através das quotas, as responsabilidades de cada parte são destacadas a seguir:

- **CCEE:** apurar o custo total com geração própria; proceder ao reembolso preliminar do custo de aquisição de combustíveis; calcular e divulgar, até o último dia útil do mês de referência, o limite do reembolso preliminar; enviar à ANEEL, os relatórios extraídos do sistema de cadastro de notas fiscais de combustíveis com os insumos para cálculo dos valores transferidos referentes ao ICMS e ao PIS/PASEP e COFINS; comunicar mensalmente à ANEEL eventuais inadimplementos no recolhimento das quotas mensais da CDE; divulgação das informações conforme Art. 54 da REN;
- **ANEEL:** calcular o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR; fiscalizar os cálculos de transferência pela CCEE e devolução realizadas pelo agente beneficiário, bem como apurar e fixar as eventuais diferenças, a maior ou a menor, a serem recebidas pelo agente ou devolvidas à conta CCC; emitir os despachos fixando as quotas mensais a serem recolhidas pelas concessionárias de transmissão, as quais deverão ser recolhidas à CDE até o dia 30 (trinta) do segundo mês subsequente ao de medição; aprovar o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados e a fiscalização da conta;
- **ONS:** elaborar o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados;
- **Agentes de distribuição:** informar o custo total com contratação de potência e energia elétrica à CCEE incluindo os contratos de importação de energia e de reserva de capacidade firmados;

- **Agentes de geração:** entregar à CCEE as medições coletadas no SCD em arquivos mensais, conforme prazos estabelecidos na REN.

4. PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

Os recursos da CDE advêm de encargo incluso nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão, possíveis pagamentos do Uso dos Bens Públicos, das multas aplicadas pela ANEEL às concessionárias, permissionárias e autorizadas, além da possibilidade da União realizar crédito na CDE.

A administração por parte da CCEE é ressarcida através de Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT, aprovados pela ANEEL através de Resolução Homologatória. Para o ano de 2018, as previsões com as devidas rubricas estão dispostas no Anexo A.VI deste Plano.



Gráfico 1 – Variação e Projeção do Orçamento do CAFT

4.1. PREMISSAS ADOTADAS

Para elaboração do orçamento da CDE, a CCEE consolidou as informações recebidas da ANEEL, MME e com base no Plano Elétrico do Sisol elaborado pelo ONS, constante no Anexo C.I deste documento. As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2018 estão listadas a seguir. O detalhamento do orçamento, por agente, está disposto no Anexo A.

Tabela 1 - Previsão Orçamentária CDE (R\$)

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica PAC 2018 - CDE													
CDE	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	ORÇAMENTO 2018
SALDO INICIAL	0,00	254.601.725,05	155.136.525,76	162.027.882,30	146.272.609,84	125.387.063,10	172.116.822,07	217.423.622,52	237.088.372,20	267.453.644,60	171.030.784,34	89.508.402,32	0,00
SALDO INICIAL		254.601.725,05	155.136.525,76	162.027.882,30	146.272.609,84	125.387.063,10	172.116.822,07	217.423.622,52	237.088.372,20	267.453.644,60	171.030.784,34	89.508.402,32	-
ENTRADAS	1.731.107.144,69	1.495.367.308,80	1.495.223.203,64	1.494.984.042,93	1.494.937.546,15	1.494.849.713,91	1.494.729.071,29	1.494.738.716,58	1.494.614.202,66	1.494.777.949,38	1.494.812.312,94	1.494.925.730,75	18.175.066.943,71
QUOTAS CDE - ENERGIA ¹	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	317.604.194,57	3.811.250.334,87
ESTIMATIVA QUOTA CDE - USO/ PERM/ TRANS	747.051.126,81	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	1.100.000.000,00	12.847.051.126,81
QUOTAS UBP ¹	55.975.028,32	56.432.399,58	56.288.294,42	56.049.133,71	56.002.636,93	55.914.804,69	55.794.162,07	55.803.807,36	55.679.293,44	55.843.040,16	55.877.403,72	55.990.821,53	671.650.825,93
MULTAS ANEEL ¹	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	17.798.023,25	213.576.279,00
CRÉDITO DE RENEGOCIAÇÕES - QUOTAS CDI	124.618.431,37	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	46.060.817,23	631.287.420,95
LIMINARES (MÉDIA 3%) ¹	-31.939.659,64	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-42.528.125,84	-499.749.043,85
RESERVA TÉCNICA (NECESSIDADE DE CAIXA)	500.000.000,00												500.000.000,00
TRANSFERENCIA DE OUTROS FUNDOS	100.000.000,00	80.000.000,00	120.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	46.390.592,41	-	-	946.390.592,41
TRANSFERENCIA DO FUNDO RGR	100.000.000,00	80.000.000,00	120.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	46.390.592,41	-	-	946.390.592,41
SÁIDAS	1.060.505.419,64	1.186.832.508,08	1.085.331.847,10	1.106.739.315,40	1.086.823.092,89	1.063.119.954,94	1.053.422.270,84	1.066.073.966,90	1.042.248.930,27	1.091.591.402,05	1.020.334.694,96	1.038.004.429,77	12.901.027.832,82
BAIXA RENDA ¹	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	210.833.333,33	2.530.000.000,00
CARVÃO MINERAL ⁵	61.853.972,24	64.310.341,71	64.310.341,71	64.310.341,71	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	64.564.300,17	771.299.398,72
OLEO COMBUSTIVEL ⁶	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	309.881,69	3.718.580,25
OLEO DIESEL ⁷	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	757.673,76	9.092.085,08
PROGRAMA LUZ PARA TODOS ⁸	94.390.096,00	110.611.881,47	116.546.331,33	137.959.432,00	114.763.576,00	94.163.500,00	84.462.922,85	94.054.102,50	73.350.684,50	122.561.276,00	48.201.282,55	68.933.826,00	1.159.998.911,20
KIT DE INSTALACAO, RAMAL E PADRAO ⁹	-	3.060.000,00	-	-	3.060.000,00	-	-	3.060.000,00	-	-	3.060.000,00	-	12.240.000,00
SUBVENÇÃO COPERATIVAS ¹	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	6.558.415,08	78.700.981,00
SUBSIDIOS TARIFARIOS DISTRIBUIDORAS ¹	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	643.269.404,79	7.719.232.857,53
SUBSIDIOS TARIFARIOS TRANSMISSORAS ¹⁰	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	41.948.771,44	503.385.257,28
PROCESSOS JUDICIAIS ¹¹													-
HONORÁRIOS DE SUCUMBENCIA ¹¹		104.552.988,20											104.552.988,20
CAFT - CCEE ¹²	583.871,30	619.816,60	797.693,96	792.061,59	757.736,63	714.674,68	717.567,72	718.084,14	656.465,50	788.345,78	831.632,14	828.823,51	8.806.773,56
TRANSFERENCIA PARA OUTROS FUNDOS	516.000.000,00	488.000.000,00	523.000.000,00	504.000.000,00	529.000.000,00	485.000.000,00	496.000.000,00	509.000.000,00	522.000.000,00	546.000.000,00	556.000.000,00	546.429.703,29	6.220.429.703,29
TRANSFERENCIA PARA FUNDO CCC	516.000.000,00	488.000.000,00	523.000.000,00	504.000.000,00	529.000.000,00	485.000.000,00	496.000.000,00	509.000.000,00	522.000.000,00	546.000.000,00	556.000.000,00	546.429.703,29	6.220.429.703,29
SALDO FINAL R\$	254.601.725,05	155.136.525,76	162.027.882,30	146.272.609,84	125.387.063,10	172.116.822,07	217.423.622,52	237.088.372,20	267.453.644,60	171.030.784,34	89.508.402,32	0,00	0,00

As notas referentes à Tabela 1 são destacadas a seguir.

¹ Anexo A.I - Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL

² Anexo A.I - Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL - Foi desconsiderando o valor de encargo do UBP referente à UHE Belo Monte, conforme A.II - Memorando nº 252/2017-SCG/ANEEL

³ Conforme valor principal dos contratos de repactuação firmados com CELESC, CELG, EMT, ETO e CEEE-D

⁴ Média das glosas por liminares apurados em 2017 (Gestão CCEE)

⁵ Cálculo baseado nos contratos apresentados pelos beneficiários + Projeção de reajuste, conforme informações recebidas dos beneficiários

⁶ Cálculo baseado na média histórica do preço ANP

⁷ Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP

⁸ Anexo A.III - Portaria MME nº 363/2017

⁹ Anexo A.IV - Memorando nº 326/2017-SRD/ANEEL

¹⁰ Anexo A.I - Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL e A.V - Ofício nº 135/2017-SGT/ANEEL

¹¹ Nas ações de CDE.Compensação, as distribuidoras buscam o direito à compensação entre créditos e débitos da CDE em razão da falta de repasse de recursos. Os valores indicados para orçamento consideram as ações conhecidas até o momento nas quais a CCEE (ou Eletrobras) é parte e que possuem risco contábil "provável" (assim consideradas as ações judiciais com acórdão desfavorável em fase recursal ou em cumprimento de sentença). As ações com risco "possível" (assim consideradas as ações sem sentença ou com sentença desfavorável, mas aguardando julgamento de recurso) ou "remoto" (assim entendidas as que possuem sentença ou acórdão favorável, aguardando trânsito em julgado) não estão com os riscos considerados para composição do orçamento 2018.

¹² Anexo A.VI - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT

CARVÃO MINERAL

O poder calorífico do carvão mineral nacional é inferior ao do carvão importado, por esse motivo, o governo através da Resolução Normativa nº 129, de 20 de dezembro de 2004, estimulou a competitividade e eficiência na produção de energia térmica com a utilização do carvão mineral nacional, cujas maiores jazidas encontram-se no Sul do país. Tal Resolução definiu 100% de reembolso de combustível, as usinas que utilizem a matéria-prima nacional, promovendo, dessa forma, a competitividade de tais usinas térmicas.

Posterior a essa Resolução, a Audiência Pública nº 043/2011 foi aberta com o objetivo de discutir sobre a questão do carvão combustível com intuito de aplicar o reembolso da CDE proporcional à relação entre eficiência líquida da usina e sua respectiva referência, estimulando a modernização dos parques térmicos que utilizam essa fonte, aumentando a eficiência de geração e, com isso, reduzindo a emissão de poluentes.

Como resultado das contribuições no âmbito da referida AP, a Resolução Normativa nº 500, de 17 de julho de 2012, foi publicada com uma proposta de reembolso mais lógica e justa, substituindo a Resolução anterior.

Assim sendo, o fundo setorial CDE também subsidia as usinas térmicas que utilizam o carvão mineral nacional como fonte de geração de energia. Atualmente, as usinas que contemplam esse cenário são: Figueira, Complexo Jorge Lacerda, Presidente Médici e Candiota III todas localizadas na região Sul do país.

Hoje as usinas listadas acima, contempladas com o reembolso da CDE e, consideradas no Plano, terão remuneração com base no contrato de compra mínima precificado pela média do preço dos anos 2013, 2014 e 2015, atualizado anualmente no mês de janeiro pela variação do índice IPCA, considerando a metodologia da AP 45/2017.

As previsões de reembolso por usina estão dispostas no Anexos A.VII, A.VIII e A.IX e são divididas em dois períodos, uma vez que o orçamento é feito pelo regime de caixa e alguns valores de reembolso referem-se a competência de 2017. Os valores de estoque dispostos nos referidos anexos estão de acordo com o que é tratado no Memorando nº107/2017 (Anexo A.X).

NÃO FORAM CONSIDERADOS NA ELABORAÇÃO DO ORÇAMENTO CDE:

- a) Inadimplências de quotas;
- b) Passivos anteriores a gestão CCEE;
- c) Processos judiciais:

Ações judiciais de classificação de risco "possível", que são ações sem sentença ou com sentença desfavorável, mas aguardando recurso; e "remoto", assim entendidas como aquelas em que possuem sentença ou acórdão favorável, apenas aguardando o trânsito em julgado (imutabilidade da decisão), conforme objeto da ação sendo:

Tabela 2 - Ações Judiciais e, trâmite

Objeto	Qtde. de ações (CCEE é parte)	Risco processual			Risco sucumbência			Total a ser considerado no Orçamento 2018
		Provável	Possível	Remoto	Provável	Possível	Remoto	Provável
CDE. Parcelas Controvertidas	68	Ilíquido	Ilíquido	Ilíquido	R\$ -	R\$ 1.637.217,55	R\$ 86.595,24	R\$ -
CDE. Compensação	16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 104.552.988,20	R\$ 5.794.761,08	R\$ -	R\$ 104.552.988,20
CCC. Reembolso	6	R\$ 228.745.522,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 22.889.886,80	R\$ -	R\$ -	R\$ 251.635.408,80
RGR. Indenização	2	R\$ -	R\$ 159.225.733,21	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.365.565,89	R\$ -	R\$ -
CDE e RGR. Devolução de	1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
CDE. Ausência de repasse	2	R\$ -	R\$ 169.197.026,32	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.830.901,32	R\$ -	R\$ -
Total R\$		R\$ 228.745.522,00	R\$ 328.422.759,53	R\$ -	R\$ 127.442.875,00	R\$ 15.991.228,29	R\$ -	R\$ 356.188.397,00

- i) **CDE. Parcelas Controvertidas (68 ações)** - as ações nas quais os agentes pretendem não pagar algumas ou todas rubricas que compõe a quota CDE;

ii) **CDE. Compensação (16 ações)** - as ações nas quais as distribuidoras buscam o direito à compensação entre créditos e débitos da CDE em razão da falta de repasse de recursos;

iii) **CDE e RGR. Devolução de Recursos (1 ação)** - ação visando a manutenção da subvenção econômica (CDE e RGR) do PLpT, descontinuado após a primeira parcela em razão do descumprimento pelo beneficiário do modelo previsto em contrato;

iv) **CDE. Ausência de repasse (2 ações)** - ações visando a cobrança de subvenções CDE em atraso.

4.2. COMPARATIVO ORÇAMENTÁRIO CDE

O comparativo orçamentário da CDE está disposto na Tabela 3. O aumento na previsão de reembolsos basicamente deve-se ao aumento de custos da CCC por conta do aumento do Custo Total de Geração, descritos no Anexo C e subsídios tarifários, uma vez que muitos consumidores cativos migraram para o mercado livre com descontos das tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão.

Tabela 3 – Comparativo Orçamentário CDE

	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	PAC 2018 - CDE
---	--	-----------------------

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)						
DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BAIXA RENDA	-2.200	-2.099	-2.166	-2.239	-2.498	-2.530
CCC ¹	-4.043	-4.658	-7.223	-6.339	-5.056	-6.220
FONTES RENOVÁVEIS E GÁS NATURAL	0	0	0	0	0	0
INDENIZAÇÃO DAS CONCESSÕES ²	0	-3.179	-4.898	-1.242	951	0
KIT INSTALAÇÃO	0	0	0	0	0	-12
PASSIVOS PERÍODOS ANTERIORES	0	-1.627	-3.000	0	0	0
PROGRAMA LUZ PARA TODOS	-2.027	-875	-875	-973	-1.172	-1.160
QUALIFICAÇÃO DE MÃO DE OBRAS TÉCNICA	0	0	0	0	0	0
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	-1.004	-1.123	-1.216	-1.005	-909	-784
SUBSÍDIO TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS	-4.461	-4.092	-5.454	-6.156	-6.022	-7.719
SUBSÍDIO TARIFÁRIO TRANSMISSORAS	0	0	0	0	-288	-503
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS	0	0	0	0	0	-79
SUBVENÇÃO RTE	-386	-389	-389	-310	0	0
MME - MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA	0	-31	-24	-27	0	0
HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA	0	0	0	0	0	-105
PROCESSOS JUDICIAIS	0	0	0	0	0	0
CAFT CCEE	0	0	0	0	-15	-9
TOTAL	-14.121	-18.073	-25.245	-18.291	-15.009	-19.121

RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SALDO INICIAL	3.786	0	435	64	714	0
QUOTAS UBP	674	558	585	612	668	672
MULTAS ANEEL	177	218	127	180	176	214
RECURSOS DA UNIÃO	8.460	11.805	0	0	0	0
CRÉDITO RENEGOCIAÇÕES - QUOTAS CDE	0	1.498	69	108	184	631
QUOTAS CDE - ENERGIA	0	0	3.137	3.472	3.690	3.811
QUOTAS CDE - USO	1.024	1.700	18.920	11.853	9.319	12.847
RECURSOS RGR (QUOTAS/ REP FINANCIAMENTOS) ²	0	2.295	1.974	2.002	260	946
LIMINARES (MÉDIA 3%)	0	0	0	0	0	-500
RESERVA TÉCNICA (NECESSIDADE DE CAIXA)						500
TOTAL	14.121	18.074	25.247	18.291	15.011	19.121

¹Em 2018 considera-se os valores referentes à processos judiciais CCC e honorários de sucumbência

²Valor de RGR considerada no orçamento CDE em 2017

5. PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

Os recursos da RGR são provenientes das quotas, parcelamentos, despachos de ordem específica.

5.1. PREMISSAS ADOTADAS

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2018 estão listadas na Tabela 4, a seguir. O detalhamento do orçamento, por agente está disposto no Anexo B.

Tabela 4 - Previsão Orçamentária RGR (R\$)

													
PAC 2018 - RGR													
RGR	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	ORÇAMENTO 2018
Saldos iniciais	-	75.523.145,48	11.485.286,50	79.249.138,55	149.006.860,88	211.353.388,71	273.624.492,62	331.143.722,08	388.276.934,48	461.753.214,83	569.642.615,36	723.660.837,43	-
SALDO INICIAL		75.523.145,48	11.485.286,50	79.249.138,55	149.006.860,88	211.353.388,71	273.624.492,62	331.143.722,08	388.276.934,48	461.753.214,83	569.642.615,36	723.660.837,43	-
Entradas	177.910.772,29	177.562.312,70	190.138.290,51	172.132.160,80	164.720.966,30	164.645.542,37	159.749.162,42	159.363.135,34	175.706.203,30	156.509.915,89	156.248.145,02	149.906.422,75	2.004.593.019,68
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO ¹	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	3.113.318,41	37.359.820,98
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS ²	76.920.393,40	77.098.629,21	89.761.691,09	71.842.645,44	64.518.535,01	64.530.195,14	64.538.073,26	64.239.140,25	80.669.292,27	61.560.088,93	61.385.402,12	55.130.763,92	832.194.850,05
QUOTAS RGR GERADORAS TRANSMISSORAS ³	65.286.787,24	65.286.787,24	65.286.787,24	65.286.787,24	65.286.787,24	65.286.787,24	60.469.603,23	60.469.603,23	60.469.603,23	60.469.603,23	60.469.603,23	60.469.603,23	754.538.342,78
RENEGOCIAÇÃO RGR ⁴	2.285.018,25	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	1.845.406,92	22.584.494,37
REPOSIÇÃO EMPREST FINANCIAMENTOS CONCEDIDO	30.305.254,99	30.218.170,92	30.131.086,86	30.044.002,79	29.956.918,72	29.869.834,66	29.782.750,59	29.695.666,53	29.608.582,46	29.521.498,39	29.434.414,33	29.347.330,26	357.915.511,51
RESSARCIMENTO INDENIZAÇÕES ⁵	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAÍDAS	2.387.626,81	161.600.171,68	2.374.438,47	2.374.438,47	2.374.438,47	2.374.438,47	2.229.922,95	2.229.922,95	2.229.922,95	2.229.922,95	2.229.922,95	2.229.922,95	186.865.090,05
EMPRESTIMO FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS													-
HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA													-
INDENIZAÇÕES DAS CONCESSÕES ⁷	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	4.325.671,72
MME MINISTÉRIO MINAS E ENERGIA	2.027.154,16	2.013.965,82	2.013.965,82	2.013.965,82	2.013.965,82	2.013.965,82	1.869.450,30	1.869.450,30	1.869.450,30	1.869.450,30	1.869.450,30	1.869.450,30	23.313.685,11
PROCESSOS JUDICIAIS ⁸		159.225.733,21											159.225.733,21
TRANSFERENCIA PARA OUTROS FUNDOS	100.000.000,00	80.000.000,00	120.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	46.390.592,41	-	-	946.390.592,41
TRANSFERENCIA PARA CDE	100.000.000,00	80.000.000,00	120.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	100.000.000,00	46.390.592,41			946.390.592,41
SALDO FINAL	75.523.145,48	11.485.286,50	79.249.138,55	149.006.860,88	211.353.388,71	273.624.492,62	331.143.722,08	388.276.934,48	461.753.214,83	569.642.615,36	723.660.837,43	871.337.337,23	871.337.337,23

As notas referentes à Tabela 4 são destacadas a seguir.

¹ Anexo B.I - Memorando nº 524/2017 SFF/ANEEL

² Anexo B.II - Projeção Eletrobras - Recebíveis sem IR

³ Anexo B.III - Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL

⁴ Soma das parcelas fixas dos contratos CELPA (última parcela em janeiro/2018), EMT e ETO (janeiro à dezembro/2018)

⁵ Anexo B.IV - Despacho nº 1476/2017

⁶ Anexo B.V - Despacho nº 84/2017 (6 parcelas vencíveis ainda em 2017)

⁷ Anexos B.VI - Portaria nº 527/2015 (janeiro à dezembro/2018).

⁸ Anexo B.VII - Portaria MME nº 458/2015 e e B.VIII - Portaria MME nº 580/2012 (fevereiro/2018, referente à ações judiciais para pagamento em uma única parcela)

PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS NO ORÇAMENTO DA RGR:

- a) Inadimplências de quotas;
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos (contratos de gestão Eletrobras)
- c) Passivos anteriores a gestão CCEE;
- d) Correção monetária sobre as premissas de indenização de concessões – Portaria nº 527/2015
- e) Processos judiciais:

Ações judiciais de classificação de risco "possível", que são ações sem sentença ou com sentença desfavorável, mas aguardando recurso; e "remoto", assim entendidas como aquelas em que possuem sentença ou acórdão favorável, apenas aguardando o trânsito em julgado (imutabilidade da decisão), conforme objeto da ação sendo:

i) RGR. Indenização (2 ações) - nessas ações se questiona a forma de pagamento pela indenização na reversão de bens da concessão (pagamento em parcela única e não de forma parcelada).

ii) CDE e RGR. Devolução de Recursos (1 ação) - ação visando a manutenção da subvenção econômica (CDE e RGR) do PLpT, descontinuado após a primeira parcela em razão do descumprimento pelo beneficiário do modelo previsto em contrato.

6. PREVISÃO ORÇAMENTÁRIA DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

Os Sistemas Isolados são compostos pelas regiões geográficas que por alguma razão técnica ou econômica, não estão conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN e, dessa forma, são atendidas por sistemas regionais isolados. Os estados que compõem tal sistema são: Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e ilha de Fernando de Noronha pertencente ao estado de Pernambuco.

A disposição da geração de tais sistemas está ilustrada, conforme figura a seguir.

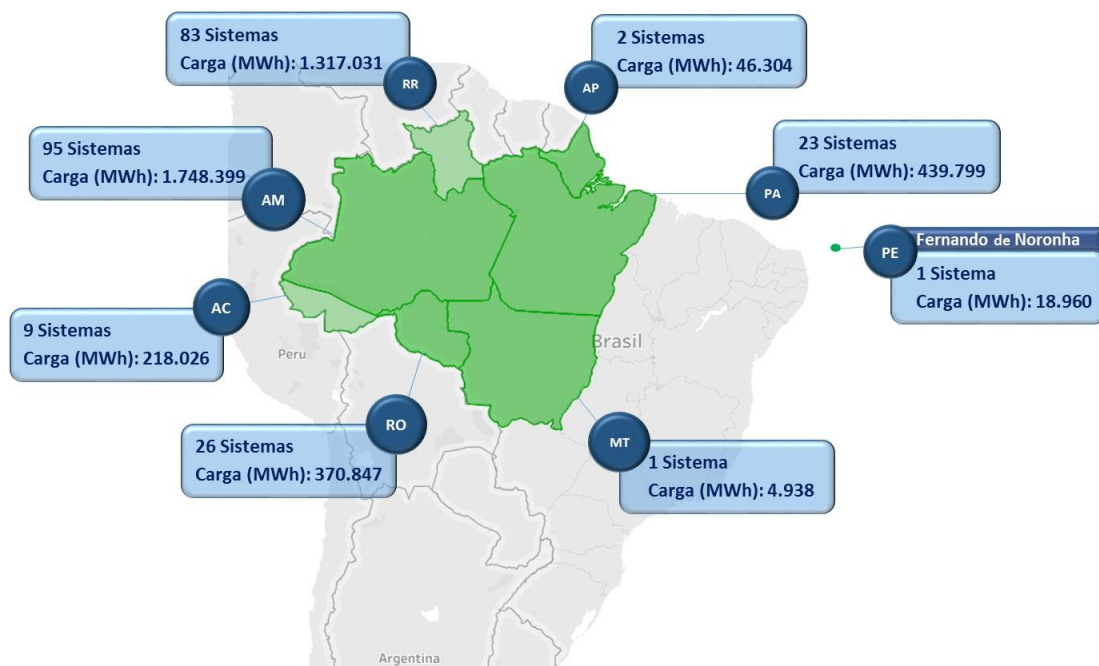


Figura 1 – Sistemas Isolados por estado

Os sistemas isolados estão presentes em 8 Estados da federação, totalizando 233 sistemas com geração prevista de 475 MW médios (incluindo importação).



Pelo fato de não estarem conectados ao resto do sistema, tais regiões são dependentes, essencialmente, da geração térmica e, pela dificuldade de acesso a algumas regiões, o preço do combustível para suprir tal carga é bastante elevado.

A Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, convertida na Lei nº 12.111 do mesmo ano, dispõe sobre os serviços para atendimento ao Sistema Isolado - Sisol. Os regulamentos acerca dessa Lei estão descritos no Decreto nº 7.246 de 28 de julho

de 2010, alterado pelo Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017. A Resolução nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, regulamentou tal Lei e Decretos, além de estabelecer os procedimentos para gerenciamento da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Em complemento, a Resolução Normativa nº 500, de 17 de julho de 2012, implementou os processos referentes ao ressarcimento de combustível para os empreendimentos que utilizarem o carvão mineral nacional. Medidas essas que universalizam o serviço de energia elétrica no país a um preço justo.

A Conta de Consumo de Combustíveis foi criada pela Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, inicialmente com o objetivo de rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas desde 1992 é utilizado para abarcar os custos de combustíveis do Sisol. A Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, estabelece os procedimentos e regras para gerenciamento da CCC.

Os custos da CCC são divididos em: (i) Custo Total da Geração - CTG, (ii) Reembolso preliminar, (iii) Tributos, (iv) Contratos de Confissão de Dívida - CCD, (v) Sub-Rogação, cujas descrições são apresentadas a seguir:

- (i) Custos/despesas com a geração de energia, seja combustível, frete, contratos de potência e energia;
- (ii) Existe, por meio de Resolução, a possibilidade do reembolso de (i) ser realizado diretamente ao fornecedor e não à empresa beneficiária;
- (iii) Tributos a serem recolhidos;
- (iv) Trata-se de contratos de repasses de recursos realizados pela Eletrobras, tratados pela Portaria MME nº 81, de 2 de março de 2017;
- (v) Incentivo às empresas que buscam reduzir o custo de combustível com programas de eficiência energética.

6.1. PREMISSAS ADOTADAS

a) *Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados*

O Plano da Operação do Sisol foi elaborado pelo ONS e seu detalhamento é apresentado no Anexo C.I. Os dados de geração e consumo de combustíveis são base para o cálculo de outros reembolsos além dos que tratam tal documento.

b) Preço referência para Combustível

Os preços estabelecidos como referência para o reembolso estão baseados na REN. 427/2011, no art. 11: Para fins de reembolso do custo total de geração, somente será reconhecido pela Eletrobras, como limite, o valor gasto em combustível fóssil considerando o “preço de referência”¹.

- ✓ Óleo diesel: foi utilizada a média do preço de compra nos postos de combustível no mercado local, conforme pesquisa publicada no site da ANP, referente ao mês de setembro/17; e

¹ Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de janeiro/14 à agosto/17.

- ✓ Óleo combustível: a média do preço dos produtores na região (conforme pesquisa publicada no site da ANP) acrescido da margem de distribuição informada pela distribuidora de combustível (11,63%).
- ✓ As empresas que possuem liminares na data base de setembro/17, tiveram suas previsões baseadas no preço da última aquisição referente ao ano de 2017.

c) Fator de Corte

O fator de corte de perdas regulatórias utilizado para o cálculo de reembolso da CCC está de acordo com o Despacho nº 3.523, de 20 de outubro de 2017.

d) ACRmédio 2018

O valor do ACRmédio para o ano de 2018 será de R\$ 213,00/MWh, conforme Despacho nº 3.440, de 10 de outubro de 2017, publicado pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

e) Projeção do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

Os valores utilizados da projeção do PLD são referentes aos estudos do mês de outubro/2017 – refletindo a projeção de Energia Natural Afluente – ENA por Redes Neurais (log da ENA), seguindo as premissas destacadas, conforme segue.

- ✓ Simulação Encadeada Newave e Decomp²;
- ✓ Despacho Térmico por Ordem de Mérito;
- ✓ Versões de Newave e Decomp aprovadas nas Forças Tarefas - FTs a partir de novembro de 2017;
- ✓ 12 Reservas Equivalentes de Energia - REE a partir de janeiro de 2018, adicionando os REEs Paranapanema, Iguaçu e Manaus;
- ✓ Perdas nas interligações a partir de janeiro de 2018;
- ✓ Fatores de perdas utilizados nas FTs Newave e Decomp.

Tabela 5 - Projeção do PLD para 2018

Resumo	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18
PLD * SE/CO	357,01	279,13	252,00	162,63	163,71	198,51	216,17	215,06	184,04	195,53	200,87	200,87
S	357,01	279,13	253,91	162,63	163,71	198,51	216,17	212,89	182,55	195,53	200,87	200,87
NE	351,30	274,67	265,10	164,73	158,96	201,68	219,62	211,62	200,59	198,69	204,10	204,10
N	163,22	33,68	33,68	33,68	146,35	187,20	203,84	204,38	186,19	184,42	189,44	189,44

*R\$/MWh

f) Usinas Conectadas ao SIN com direito a reembolso da CCC

As Usinas: Balbina, Aparecida, Mauá Bloco III, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauará, Termonorte II, Salvaterra, Soure, Cachoeira do Arari, Paranorte e as PCHs: Saldanha, Rio Branco, Monte Belo, Martinuv, Primavera, Chupinguaia, Alta Floresta, Cachoeira, apesar de conectadas ao SIN, permanecem com direito de receberem o reembolso dos custos de geração.

g) Contratos de Compra e Venda de Energia, Potência e Despesas Acessórias

Foram considerados como premissa de reembolso as condições contratuais constantes dos contratos vigentes e de conhecimento pela CCEE até o presente momento. A base de dados dos contratos está em processo de estruturação.

Adicionalmente, foi realizada verificação com a média de reembolso dos contratos dos meses de maio a setembro de 2017 para consistência das informações apuradas versus os reembolsos realizados.

² Newave e Decomp são modelos computacionais utilizados na projeção do preço, que resultam o Custo Marginal de Operação – CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

h) Reembolso do Gás Natural

Para o reembolso do gás natural (GN) foram considerados os consumos das usinas, tendo como teto o limite contratual estabelecido pela ANEEL.

i) Reembolso de Impostos não recuperados

A premissa dos impostos não recuperados baseou-se nas informações dos Agentes e utilizados pela CCEE desde o início da gestão das contas.

PREMISSAS NÃO CONSIDERADAS NO ORÇAMENTO DA CCC

- a) Os resultados das fiscalizações da ANEEL ocorridas no período de julho/2009 a junho/2016, pois aguardam conclusão com os Agentes fiscalizados. O processo de fiscalização da Amazonas Energia foi concluído e, como resultado, foi emitido o Despacho nº 2.504/2017, que estabelece o cumprimento do item '(i)' pela empresa até dia 16.11.2017, data posterior ao encaminhamento do orçamento deste plano para a ANEEL;
- b) Os passivos da CCC referente ao período julho/16 a abril/17, pois serão objetos de futuras fiscalizações da ANEEL;
- c) O pagamento dos CCDs da Amazonas Distribuidora, devido a emissão do Despacho nº 2.504/2017;
- d) Leilão de Contratação de Energia e Potência nº 02/2016:

Após os dados encaminhados pelo ONS, a CCEE recebeu a confirmação da SEL/Aneel de que os Lotes B-III-A, B-IV e B-V do Leilão, foram contestados judicialmente (Mandado de Notificação e Intimação – Processo: 1009370-10.2017.4.01.3400), razão pela qual a assinatura dos contratos está sobrestada. A Procuradoria está tomando as providências cabíveis para os desembaraços e viabilização do mesmo.

Diante desta incerteza, para o ano 2018, para a elaboração do PAC foi considerado como premissa orçamentária, a manutenção do reembolso para as usinas baseadas nos critérios dispostos na REN 427/2011.

- e) Devido a falta de histórico e previsibilidade, não foi previsto no orçamento o encontro de contas para os Agentes, relativos aos impostos (ICMS e de PIS e COFINS) do exercício anterior.

6.2. CUSTO TOTAL DO PAC PARA 2018

O Orçamento do CCC apresenta uma previsão de reembolsos a ser coberto pelo fundo, no valor anual de R\$ 6.220.429.703,29 (Seis bilhões duzentos e vinte milhões, quatrocentos e vinte e nove mil, setecentos e três reais e vinte e nove centavos). Os detalhamentos das previsões estão dispostos no Anexo C.

Tabela 6 - Previsão Orçamentária CCC (R\$)

 CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	PAC 2018 - CCC												

CCC	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	ORÇAMENTO 2018
SALDO INICIAL	-	764.079,92	3.362.335,98	727.287,29	956.000,56	256.211,12	401.424,89	508.430,03	272.101,99	286.266,74	822.422,63	539.977,32	-
SALDO INICIAL	-	764.079,92	3.362.335,98	727.287,29	956.000,56	256.211,12	401.424,89	508.430,03	272.101,99	286.266,74	822.422,63	539.977,32	-
ENTRADAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MULTA, JUROS E VAR MONETÁRIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARCELAMENTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REEMBOLSO COMBUSTÍVEIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERENCIA DE OUTROS FUNDOS	516.000.000,00	488.000.000,00	523.000.000,00	504.000.000,00	529.000.000,00	485.000.000,00	496.000.000,00	509.000.000,00	522.000.000,00	546.000.000,00	556.000.000,00	546.429.703,29	6.220.429.703,29
TRANSFERENCIA CDE	516.000.000,00	488.000.000,00	523.000.000,00	504.000.000,00	529.000.000,00	485.000.000,00	496.000.000,00	509.000.000,00	522.000.000,00	546.000.000,00	556.000.000,00	546.429.703,29	6.220.429.703,29
SAÍDAS	515.235.920,08	485.401.743,94	525.635.048,69	503.771.286,72	529.699.789,44	484.854.786,23	495.892.994,85	509.236.328,04	521.985.835,25	545.463.844,10	556.282.445,31	546.969.680,61	6.220.429.703,29
CCD - CONTRATO DE CONFISSAO DE DIVIDA	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	28.597.040,78	343.164.489,36
CTG CUSTO TOTAL DA GERACAO ¹	412.500.000,00	412.500.000,00	452.733.304,75	430.869.542,78	456.798.045,50	411.953.042,29	422.991.250,91	436.334.584,10	449.084.091,31	472.562.100,16	483.380.701,37	499.231.477,55	5.340.938.140,75
CTG PERÍODOS ANTERIORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA ²	-	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	2.288.988,68	-	22.889.886,80
PROCESSOS JUDICIAIS ²	-	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	22.874.552,20	-	228.745.522,00
SUB-ROGAÇÃO ³	74.138.879,30	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	19.141.162,28	284.691.664,38
SALDO FINAL	764.079,92	3.362.335,98	727.287,29	956.000,56	256.211,12	401.424,89	508.430,03	272.101,99	286.266,74	822.422,63	539.977,32	-	-

As notas referentes à Tabela 6 são destacadas a seguir.

¹ Valores previstos para Janeiro e Fevereiro foram baseados na média dos reembolsos realizados de maio à julho/2017. As previsões a partir do mês de março estão baseadas no PAC 2018 (competências Janeiro à Outubro/18)

² Nessas ações as Geradoras buscam o direito ao reembolso do valor integral do combustível utilizado para a geração de energia, afastando-se as limitações impostas por Resoluções Normativas ANEEL (nº 347/09 e nº 427/11). Os valores indicados para orçamento consideram as ações conhecidas até o momento nas quais a CCEE (ou Eletrobras) é parte e que possuem risco contábil "provável" (assim consideradas as ações judiciais com acórdão desfavorável em fase recursal ou em cumprimento de sentença). As ações com risco "possível" (assim consideradas as ações sem sentença ou com sentença desfavorável, mas aguardando julgamento de recurso) ou "remoto" (assim entendidas as que possuem sentença ou acórdão favorável, aguardando trânsito em julgado) não estão com os riscos considerados para composição do orçamento 2018

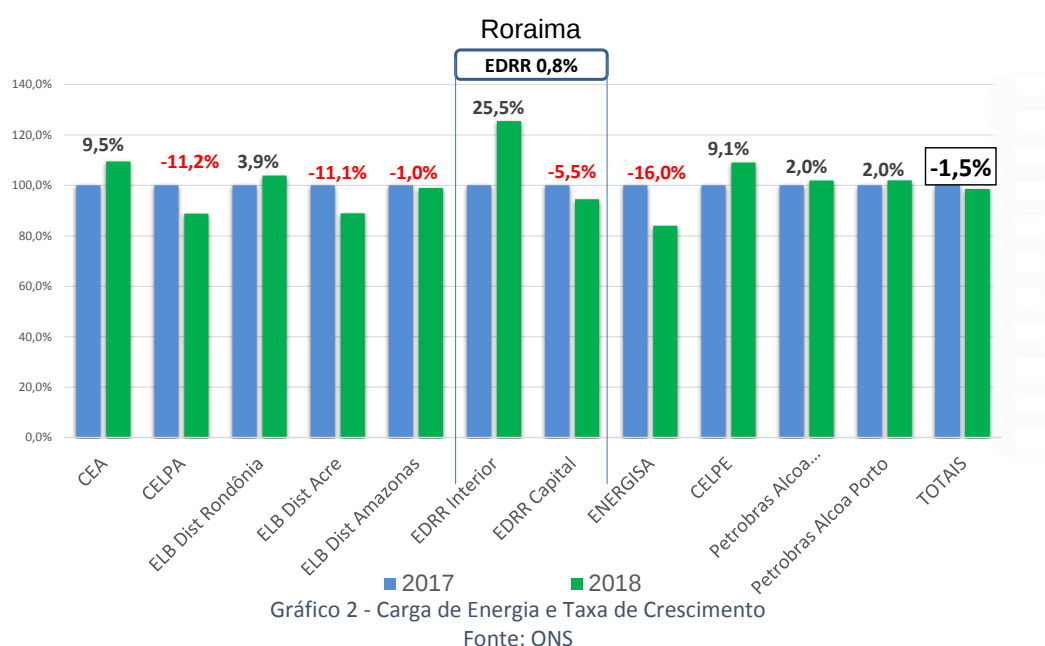
³ Previsto o pagamento da sub-rogação para a CERON referente à 2017 no mês de janeiro/2018 (RA 1.877/2009)

No Anexo C são apresentadas todas as informações por rubrica de reembolso, referente as previsões de: Combustíveis, Despesas Acessórias, Custo de Geração Própria, Contratos de Potência e de Energia, Sub-rogação, alugueis e seus tributos.

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos meses de competência janeiro à dezembro/2018, que quando é inserido nas previsões de caixa da CDE, tem o fluxo financeiro alocado para dois meses após a competência, ou seja de março/2018 à fevereiro/2019.

6.3. ALTERAÇÕES NOS SISTEMAS

As interligações de usinas com o SIN ocorridas no decorrer do ano de 2017 foram: Cachoeira do Arari, Soure e Salvaterra, pertencentes a CELPA, e Paranorte, pertencente a Energisa MT. Além dessas, também ocorreram duas integrações no próprio Sisol: Comunidade Marupá e Comunidade Lago Grande. Para o ano de 2018 está prevista apenas a interligação ao SIN da usina Monte Dourado pertencente a CELPA. O Gráfico 2 apresenta a comparação do Plano Anual de 2017 com o Plano para 2018 na expectativa de carga do Sisol.



De acordo com os dados encaminhados pelo ONS, a previsão da carga global para o próximo ano apresentará redução de 1,5% em relação a 2017, tal cenário foi influenciado pelas interligações ocorridas (CELPA e Energisa MT).

6.4. IMPORTAÇÃO DE ENERGIA

O atendimento de grande parte da carga do estado de Roraima é composto pela importação de energia da Venezuela, realizado pela empresa Corpoelec. A interligação com o país vizinho ocorre na SE SANTA ELENA, cujo agente de medição é a Eletronorte. O detalhamento é apresentado no Anexo C.I.



Figura 3 – Interligação com Venezuela
Fonte: ANEEL

7. ANEXOS

ANEXO A – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

- A.I - Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL
- A.II - Memorando nº 252/2017-SCG/ANEEL
- A.III - Portaria nº 363/2017
- A.IV - Memorando nº 326/2017-SRD/ANEEL
- A.V – Ofício nº 135/2017-SGT/ANEEL
- A.VI - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT
- A.VII - Previsão reembolso de Carvão Mineral - ENGIE
- A.VIII - Previsão reembolso de Carvão Mineral - COPEL
- A.IX - Previsão reembolso de Carvão Mineral – CGTEE
- A.X - Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL
- A.XI - Memorando nº 516/2017-SAF/ANEEL
- A.XII – Relatório FOCUS do Banco Central

ANEXO B - RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

- B.I - Memorando nº 524/2017-SFF/ANEEL
- B.II - Projeção Eletrobras - Recebíveis sem IR
- B.III - Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL
- B.IV - Despacho nº 1.476/2017
- B.V - Despacho nº 84/2017
- B.VI - Portaria nº 527/2015
- B.VII - Portaria MME nº 458/2015
- B.VIII - Portaria MME nº 580/2012

ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

- C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados
- C.II - Despacho nº 2.504/2017
- C.III - Custo Total de Geração
- C.IV - Custo Total de Sub-Rogação por Beneficiário
- C.V - Custo Total de Contrato de Confissão de Dívida por Beneficiário
- C.VI - Custo de Combustível por Beneficiário
- C.VII - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiário
- C.VIII - Custo Total de Geração Própria
- C.IX - Custo Total por Contratação de Potência por Beneficiário
- C.X – Relação dos Custos Totais por Beneficiário

ANEXO A.I - Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL

Brasília, 15 de setembro de 2017.

Ao Senhor

Rui Guilherme Altieri Silva

Presidente do Conselho de Administração

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Av. Paulista, 2.064 – 13º andar, Bela Vista, São Paulo – SP, CEP 01310-100

Assunto: **Orçamento CDE 2018.**

Senhor Presidente,

1. Em resposta à Carta CT-CCEE – 1320/2017, a qual requer desta Agência as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2018, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, e do Decreto nº 9.022, de 2017, apresentamos o que segue.

2. Conforme art. 9º, §2º, do Decreto nº 9.022, de 2017, compete à ANEEL encaminhar à CCEE, até dia 15 de setembro de cada ano, a previsão dos valores das seguintes rubricas do orçamento anual da CDE:

- a) subvenção econômica destinada à modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
- b) descontos tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia;
- c) subvenção econômica às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga;
- d) pagamentos anuais realizados a título de uso do bem público;
- e) pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL; e

- f) quotas anuais CDE-ENERGIA referentes ao ressarcimento do Fundo pelos recursos repassados às distribuidoras em 2013 nos termos do Decreto nº 7.945, de 2013.

3. Considerando os dados disponíveis no momento e as premissas descritas neste documento, a tabela abaixo apresenta as previsões da ANEEL para as saídas e entradas de recursos na CDE em 2018.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2018.

Item do orçamento	Previsão	Premissa
Baixa Renda	R\$ 2,53 bilhões	Estimativa calculada considerando os seguintes parâmetros: quantidade de famílias beneficiadas em junho/2017 de 9.027.234, com desconto médio por família de R\$ 21,88; crescimento vegetativo médio de 0,32% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e projeção de IGP-M de 4,5% (Boletim FOCUS 07/08/2017), considerados nas datas de reajuste/revisão tarifária de cada distribuidora.
Descontos na Distribuição	R\$ 7.719.232.857,53	Estimativa a partir dos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual em 2017, a previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE – Planejamento Anual 2017/2021, de 16/12/2016) e de IPCA de 4,15% (Boletim FOCUS 08/09/2017, expectativas de mercado, mediana agregado).
Descontos na Transmissão	R\$ 467.830.164,76 (Geração = R\$ 439.147.653,84 e Carga = R\$ 28.682.510,92)	Foram considerados os consumidores com direito a desconto em 2016, a estimativa de novos geradores entrantes em

		2018, o MUST contratado em 2018, a TUST do ciclo 2017/2018 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2018/2019 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 78.700.981	Estimativa apresentada na AP 035/2017, que trata da regulamentação do cálculo dessa subvenção (Nota Técnica nº 178/2017-SGT/SRM/ANEEL)
UBP	R\$ 671.650.825,94	Estimativa desconsiderando o pagamento da UHE Belo Monte, UHE Pai Querê, Complexo São João/Cachoeirinha e UHE Itumirim, em virtude de decisões judiciais.
MULTAS	R\$ 213.576.279,00	Não se vislumbrou impacto significativo para a arrecadação decorrente do Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD).
Quotas CDE-ENERGIA	R\$ 3.811.250.334,87	Última parcela do ressarcimento ao Fundo, com atualização pelo IPCA de 2017, estimado em 3,29%, conforme BACEN.

4. Segue em anexo as informações produzidas pelas demais áreas da ANEEL envolvidas neste processo, quais sejam: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD; Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG; Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF; Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG; Superintendência de Administração e Finanças - SAF.

5. Adicionalmente, de forma complementar os dados encaminhados pelo Ministério de Minas e Energia – MME, relativo à promoção da universalização do serviço de energia elétrica no território nacional, e pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, referente à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, além da subvenção econômica ao carvão mineral nacional e das quotas anuais da Reserva Global de Reversão - RGR, cabe à ANEEL encaminhar à CCEE as seguintes informações:

- a) Previsão de gastos com a instalação do ramal de conexão, kit de instalação interna e padrão de entrada, relativos ao atendimento de domicílios rurais não contemplados pelo Programa LUZ PARA TODOS, conforme regulamentado pela REN nº 488, de 2012. Valores estimados pela SRD, conforme memorando anexo.
- b) Custo médio da potência e energia comercializadas no ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN (ACRméd); e fatores de corte de perdas regulatórias (fc) e ajuste compensatório, conforme artigos 4º, 39, 40 e 41 da REN nº 427, de 2011. Os valores destes parâmetros para 2018 serão homologados pela ANEEL em outubro deste ano. A CCEE poderá utilizar provisoriamente os valores vigentes em 2017.
- c) Custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de subvenção do carvão mineral nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido anualmente pelo IPCA; e estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior, preservado o estoque estratégico definido pela ANEEL, conforme estabelece o §2º, art. 5º, do Decreto nº 9.022, de 2017. Valores calculados pela SRG, conforme memorando anexo.

6. Prestadas as informações acima, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários, bem como para o envio de dados complementares.

Atenciosamente,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

ANEXO A.II – Memorando nº 252/2017-SCG/ANEEL



Memorando nº 252/2017–SCG/ANEEL

Em 12 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária
Davi Antunes Lima

Assunto: **CDE 2017.**

Processo: 48500.000303/2005-41.

1. Em atenção ao Memorando nº 283/2017-SGT/ANEEL¹, de 5 de setembro de 2017, informamos a estimativa das quotas anuais do encargo Uso de Bem Público (UBP), para o ano de 2018.

Meses	Estimativa UBP (2018) com UHE Belo Monte	Estimativa UBP (2018) sem UHE Belo Monte
Janeiro	58.122.306,15	55.975.028,32
Fevereiro	58.614.464,96	56.432.399,58
Março	58.470.359,80	56.288.294,42
Abril	58.231.199,09	56.049.133,71
Maio	58.184.702,30	56.002.636,93
Junho	58.096.870,06	55.914.804,69
Julho	57.976.227,45	55.794.162,07
Agosto	57.985.872,74	55.803.807,36
Setembro	57.861.358,81	55.679.293,44
Outubro	58.025.105,53	55.843.040,16
Novembro	58.059.469,10	55.877.403,72
Dezembro	58.172.886,90	55.990.821,53
Total	697.800.822,91	671.650.825,94

2. A seguir, detalhamos algumas considerações a respeito do referido cálculo.

- Atualmente, a UHE Belo Monte não está pagando o encargo do UBP em virtude de decisão judicial. Como não há uma previsão de reinício do pagamento, estamos informando duas colunas com valores previstos de arrecadação do encargo UBP: a primeira considerando o pagamento efetuado pela UHE Belo Monte, e a segunda, desconsiderando esse valor.

¹ Documento SIC nº 48581.002143/2017-00.





Fl.2 do Memorando nº 252/2017/SCG/ANEEL, de 12/9/2017.

- O cálculo é composto de valores reais já reajustados, no período de 2017, e que serão efetivamente pagos pelas concessionárias em 2018, bem como por valores estimados², para os meses em que a parcela ainda será reajustada, no transcorrer do próximo ano.
- Exclusão das usinas: UHE Pai Querê, Complexo São João/Cachoeirinha e UHE Itumirim, em virtude de sentenças expedidas pelo Poder Judiciário, suspendendo a cobrança do encargo UBP, sem previsão de retorno. Portanto, não foi contemplado pagamentos de UBP para esses empreendimentos.

Atenciosamente,

LUDIMILA LIMA DA SILVA
Superintendente Adjunta de Concessões e Autorizações de Geração

² Valores atualizados monetariamente pelo IPCA ou IGPM, de agosto de 2017.

\\SCG\\MEMO\\96\\MEMO_182LC1209

48524.0010005/2017-00



ANEXO A.III – Portaria nº 363/2017



Ministério de Minas e Energia

Consultoria Jurídica

PORTARIA Nº 363, DE 13 DE SETEMBRO DE 2017.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 9º, § 1º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e o que consta no Processo nº 48370.000672/2017-90, resolve:

Art. 1º Aprovar a proposta de orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE do Programa “LUZ PARA TODOS” para o ano de 2018, nos termos do art. 4º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, na forma do Anexo à presente Portaria.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FERNANDO COELHO FILHO

Este texto não substitui o publicado no DOU de 14.9.2017 - Seção 1.

ANEXO

PROGRAMA “LUZ PARA TODOS”		
ORÇAMENTO DA CDE - ANO DE 2018		
Estado	Ligações	Valor (R\$)
Acre	3.270	34.329.743,97
Alagoas	1.013	5.407.733,00
Amazonas	7.484	251.713.991,30
Amapá	7.000	67.457.420,00
Bahia	20.000	168.838.525,00
Goiás	2.285	14.527.848,00
Maranhão	7.233	94.068.095,00
Mato Grosso	9.794	105.437.648,00
Pará	20.818	278.910.652,94
Piauí	4.978	29.662.086,00
Rondônia	5.200	58.418.120,00
Roraima	339	19.472.040,00
Tocantins	5.900	31.755.008,00
Total	95.314	1.159.998.911,21

ANEXO A.IV – Memorando nº 326/2017-SRD/ANEEL



Memorando nº 0326/2017-SRD/ANEEL

Em 11 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária
Davi Antunes Lima

Assunto: **CDE 2018.**

Referência: Memorando nº 286/2017-SGT/ANEEL (48581.002149/2017-00).

1. Em resposta ao memorando em referência, segue estimativa das subvenções de CDE para o ano de 2018.

Tarifa Social de Energia Elétrica (Lei nº 12.212/2010)

2. A estimativa para a TSEE é de R\$ 2,53 bilhões, e foi calculada considerando os seguintes parâmetros:

- Quantidade de famílias beneficiadas em junho/2017 de 9.027.234, com desconto médio por família de R\$ 21,88;
- Crescimento vegetativo médio de 0,32% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e
- Projeção de IGP-M de 4,5% (Boletim FOCUS 07/08/2017), considerados nas datas de reajuste/revisão tarifária de cada distribuidora; e

Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor (Decreto nº 7.520/2011)

2. A estimativa é de R\$ 12,24 milhões, sendo calculada considerando os valores médios trimestrais praticados em 2017, de cerca de R\$ 3 milhões, e a mesma projeção do IGP-M utilizada para a TSEE.



48554.001628/2017-00





Fl. 2 do Memorando nº 0326/2017-SRD/ANEEL, de 11/09/2017.

3. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

HUGO LAMIN

Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição – Substituto



DJJB



ASSINADO DIGITALMENTE POR HUGO LAMIN

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 66225E590040FEED CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

ANEXO A.V – Ofício nº 135/2017-SGT/ANEEL

Ofício nº 135/2017-SGT/ANEEL

Brasília, 25 de outubro de 2017.

Ao Senhor

Rui Guilherme Altieri Silva

Presidente do Conselho de Administração

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Av. Paulista, 2.064 – 13º andar, Bela Vista, São Paulo – SP, CEP 01310-100

Assunto: **Orçamento CDE 2018.**

Senhor Presidente,

1. Em complemento ao Ofício nº 112/2017-SGT/ANEEL, de 15 de setembro de 2017, por meio do qual a ANEEL forneceu as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2018, solicitamos a inclusão de alíquota de PIS/COFINS na previsão dos benefícios tarifários na transmissão, visto que sua incidência sobre esses subsídios. Solicita-se que seja considerado o valor de 7,6% referente à média da alíquota de PIS/COFINS do último mês disponível.

2. Prestadas as informações acima, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários, bem como para o envio de dados complementares.

Atenciosamente,

CLAUDIO ELIAS CARVALHO

Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária

ANEXO A.VI – Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT



Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT 2018

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

RGR – Reserva Global de Reversão

Outubro/2017

Sumário

1- Introdução:	1
2- Análise:	2
Recursos Humanos:	3
Projetos:	3
Serviços Jurídicos:	6
Sustentação de Aplicações:	6
Custos Indiretos:	6
Auditoria Independente:	7
Recursos Humanos Terceirizados:	9
Despesas Gerais:	9
ANEXO I – RELAÇÃO DE HORAS ESTIMADAS POR CATEGORIA PROFISSIONAL	10
ANEXO II - SERVIÇOS JURÍDICOS	11
ANEXO II -SERVIÇOS JURÍDICOS (Continuação)	12
ANEXO III - SUSTENTAÇÃO DE APLICAÇÕES	13

1- Introdução:

Em cumprimento ao que estabelece o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e a Resolução Normativa ANEEL nº 751, de 13 de dezembro de 2016, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) deve encaminhar anualmente à Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) a estimativa dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários (“CAFT”) envolvidos na gestão da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), que engloba a Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”) e a Reserva Global de Reversão (“RGR”) para apreciação e submissão ao processo de audiência pública no âmbito do orçamento da CDE do exercício subsequente.

Os custos estimados para a operação da CDE apresentam como principais componentes as rubricas de pessoal e serviços jurídicos, sendo o primeiro decorrente do processo de gestão e operação e o segundo resultante do acompanhamento das ações judiciais em curso.

Os custos apresentam, ainda, dois componentes sazonais relevantes que são o desenvolvimento de sistemas exclusivos para a medição e gestão das contas e a sustentação dessas aplicações.

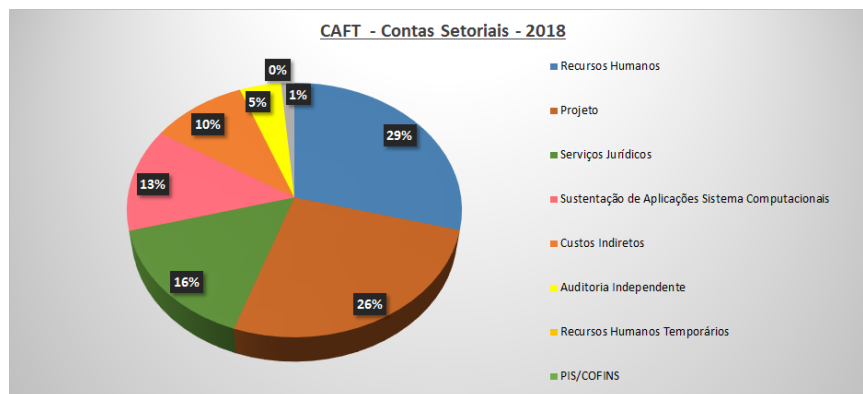
Para as estimativas do CAFT de 2018 foram elaboradas análises comparativas aos gastos de 2017 (realizados de janeiro a julho e estimados para o período restante do exercício). Observa-se que a realização referente ao exercício vigente tende a ser inferior aos valores aprovados por meio da Resolução Homologatória nº 2.202/17 em decorrência da postergação do início do projeto de estudo/desenvolvimento de solução tecnológica. As justificativas dessas variações serão apresentadas em documento específico.

Nas estimativas foi considerado o IPCA de 4,5% para 2018. A convenção coletiva aplicada aos custos de pessoal foi de 5,0%.

Finalmente, cabe destacar que em conformidade com o trabalho desenvolvido pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (“FIPCAFI”) sobre a não tributação das operações do Mercado Regulado (CT-CCEE 2069/16, de 24/08/2016) a CCEE, a partir do exercício de 2018, passa a adotar o tratamento dos custos incorridos na administração da CDE como reembolso de despesas, portanto, sem acréscimo de PIS e COFINS.

2- Análise:

O custo estimado para 2018 apresenta redução de 27% em relação ao realizado em 2017. Esta variação decorre do efeito sazonal do serviço de asseguarção razoável dos saldos contábeis para a migração da operação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobras") para a CCEE e dos gastos com o arrendamento dos sistemas da Eletrobras, desenho dos processos e estruturação, arrendamento do sistema Eletrobras, consultoria técnica especializada e, principalmente, do reembolso efetuado à Conta de Energia de Reserva ("CONER"), que foi utilizada como origem de recursos durante o início do processo de migração em 2016.



DESCRIÇÃO	APROVADO 2017	REAL + ESTIMATIVA 2017	ESTIMATIVA 2018	VARIAÇÃO (2018/2017)
Recursos Humanos	3.346	3.130	2.496	-20%
Estudo Desenvolvimento Sistema CCEE (Sistema Definitivo)/Projeto	1.006	-	2.254	100%
Serviços Jurídicos	1.243	664	1.331	100%
Sustentação de Aplicações	-	-	1.129	100%
Custos Indiretos	1.538	876	875	0%
Auditoria Independente	444	444	379	-15%
Recursos Humanos Temporários	-	-	223	100%
Despesas Gerais	256	156	120	-23%
Desenvolvimento de Interfaces para os sistemas legados Eletrobras (Transição)	790	1.432	-	-100%
Consultoria/Auditoria das Contas Setoriais (Transferência Patrimonial)	790	442	-	-100%
Arrendamento Sistemas Eletrobrás / Instalação na CCEE	648	605	-	-100%
Consultoria Técnica Especializada	384	115	-	-100%
Consultoria FIPECAFI	138	124	-	-100%
Custos Diretos (Eqpt. Informática e Softwares)	46	-	-	0%
Serviços Bancários	5	-	-	0%
Treinamento	-	1	-	-100%
Reembolso CONER (CAFT 2016 - período julho a dezembro/16)	3.620	2.977	-	0%
PIS/COFINS	1.084	1.119	-	-100%
	15.338	12.085	8.807	-27%

Recursos Humanos:

- 22.898 horas estimadas pelas áreas envolvidas na gestão e operação. A redução de 20% em relação a 2017 decorre da finalização do período de transição e incorporação das atividades à rotina da CCEE, que motivou a diminuição da participação de gerentes executivos, gerentes e especialistas na ordem de 81%, 18% e 31%, respectivamente.
- As horas foram monetizadas de acordo com os valores médios por categoria profissional da CCEE, atualizados em 5% referente à convenção coletiva a partir do mês de agosto de 2018.

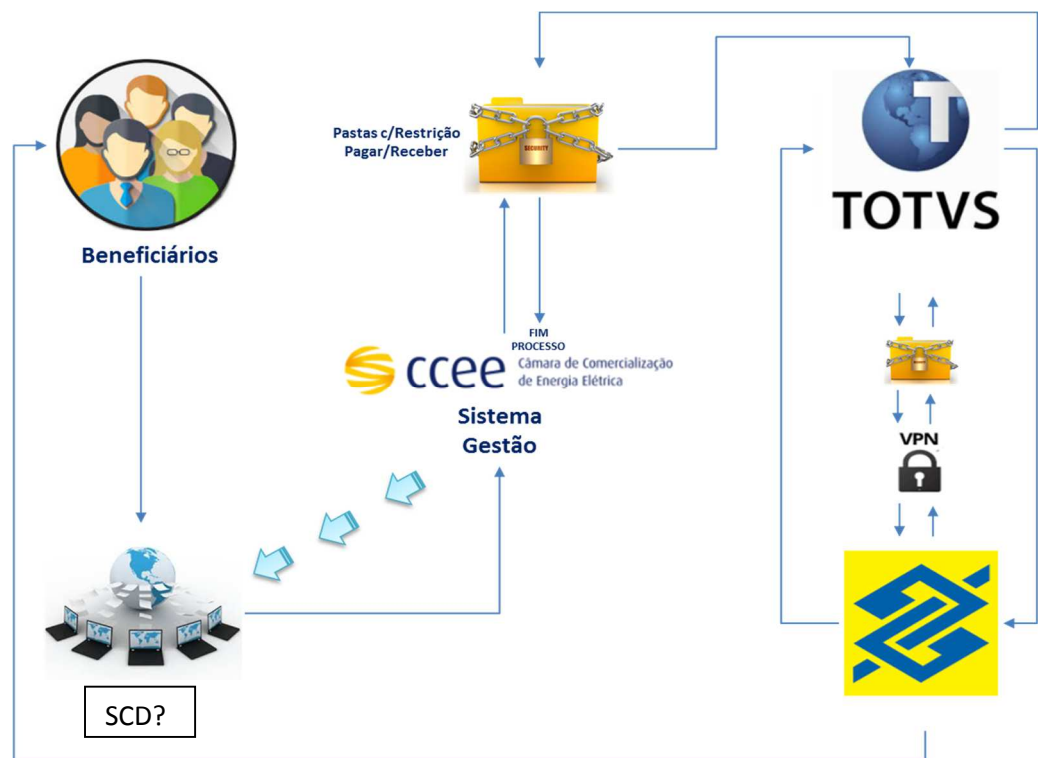
O Anexo I demonstra a relação das horas estimadas por categoria profissional.

Projetos:

- Atualmente a CCEE utiliza aplicações em VBA para suportar a gestão das Contas Setoriais. Para 2018 será retomado estudo para desenvolvimento de novo sistema específico, conforme apresentado no detalhamento abaixo:

Arquitetura Sistêmica (em utilização):

Atualmente a CCEE está operando com base na seguinte arquitetura:



O Sistema de Gestão atual foi concebido provisoriamente para uma aplicação VBA que possui diferentes módulos para tratar a operação e trabalha com cadastro isolado de beneficiários, que se integra ao ERP-Protheus para encaminhamento de parcelas a pagar/receber.

Esse sistema lê informações de medição das aplicações adquiridas da Eletrobras – sistemas legados SCD/SCD Antigo/AEC/SCE_Carvão (plataformas: ASP/Delphi). Adicionalmente, necessita de outros dados de entrada para realizar os processamentos, tais como os valores de RGR e CDE homologados pela ANEEL, informações de documentos fiscais e das certidões negativas de débitos, gestão das liminares e percentual de rateio para pagamentos.

O Sistema de Gestão das Contas Setoriais (“SGCS”) atual também contempla um workflow de atividades para o processo de gestão que acompanha desde a criação até a aprovação de parcelas (quando são encaminhadas para processamento no ERP); além de prever diversos relatórios de resultados/saída. Para a gestão das Contas Setoriais utiliza-se também de outros sistemas da CCEE (Confluence e SADS) para controle e registros das operações de pagamento, recebimentos e provisões de valores.

Estudo:

O estudo tem como objetivo garantir a definição do escopo sistêmico necessário visando a implementação de solução completa que abarcará todas as etapas das operações e gestão das Contas Setoriais. Nesta etapa serão entregues os seguintes produtos:

- Detalhamento do Processo “AS-IS” – com base nos fluxos de processos já definidos e formalizados junto aos clientes / beneficiários através de Procedimentos Operacionais (“PO”) das contas, divulgados no portal da CCEE.
- Mapeamento do Processo “TO-BE” – considerando os aperfeiçoamentos da revisão das resoluções normativas REN nº 427/2011 – CCC e REN nº 500/2012 – Carvão Mineral Nacional, sob processo de audiência pública – AP ANEEL 45/2017.
- Modelo de Arquitetura Futura (aplicações e tecnologia) – avaliando o uso das tecnologias mais aderente às necessidades do negócio e adaptação de soluções existentes na CCEE a fim de convergir o uso de soluções e a busca de automatização de etapas do processo.
- Análise e Especificação de Requisitos – entendimento e documentação de requisitos de negócio, funcionais e não funcionais, regras de negócio, restrições de sistemas que irá gerar requisitos, especificações e protótipos.
- Estimativas e Solução Proposta: com base nas informações analisadas e documentadas será possível a entrega de desenho de solução e estimativa de esforço por frentes sistêmicas a serem definidas ao longo do projeto.

Integrações necessárias:

O projeto de estudo precisará entender e avaliar as possíveis integrações e adaptações necessárias nos seguintes sistemas / serviços para compor o escopo da solução:

- Módulo de Agentes
- ERP Protheus
- Sistema de Coleta de Dados de Energia ("SCDE")
- Explorar a lógica dos sistemas de medição legados da Eletrobras
- Explorar a lógica do sistema legado de registro de informações fiscais da Eletrobras
- Juris CCEE
- Formulários de certidões (gestão do fluxo de envio de documentos usando a solução Pipefy)
- Solução para captura de Notas Fiscais em formato XML das Secretarias da Fazenda

Desenvolvimento de um novo Sistema de Gestão Integrado

O projeto será composto das seguintes fases:

- Realizar a construção de um sistema em plataforma robusta e escalável para atender os requisitos e processos de negócio mapeados como necessários para uma solução efetiva na gestão e operação das Contas Setoriais.
- Realizar a construção de integrações e customizações necessárias com os sistemas utilizados para a gestão e operação das Contas Setoriais.
- Migração das funcionalidades dos sistemas legados de medição adquiridos da Eletrobras, para o SCDE.
- Desativação dos atuais sistemas legados da Eletrobras e aplicações.

Os custos estimados para a realização de todas as etapas e entregas dos produtos estão discriminados a seguir:

A) Custo Total:

Valores em R\$

Projeto CDE - RGR - CCC	Qtde Horas	Qtde Pontos de Função	Valor Total Bruto	Valor Total Líquido
Recursos Internos CCEE	5.664	-	799.275	799.275
Recursos Terceiros (Body Shop)	6.536	-	1.022.320	927.755
Recursos Terceiros (Fábrica)	-	243	580.240	526.568
Total	12.200	243	2.401.835	2.253.598

Obs: Valor líquido deduzido de PIS/COFINS em decorrência de crédito tributário

B) Recursos Internos CCEE:

Valores em R\$

	A	B	C= (A * B)	D	E	F= (D * E)	G= (C + F)
Categoria Profissional	Qtde Horas Jan a Jul	Valor Hora Médio Jan a Jul	Valor Jan a Jul	Qtde Horas Ago a Dez	Valor Hora Médio Ago a Dez	Valor Ago a Dez	Valor Total Recursos Internos
Especialista	1488	171,12	254.620	1240	179,67	222.793	477.413
Sênior	1240	125,03	155.042	352	131,29	46.212	201.254
Pleno	1120	89,00	99.676	224	93,45	20.932	120.608
Total	3848		509.338	1.816		289.937	799.275

C) Recursos Terceiros:

Valores em R\$

Recursos Terceiros (Body Shop)	Qtde Horas	Valor Hora Médio Terceiros	Valor Total Bruto	Valor Total Líquido
Sênior	5.528	157,84	872.522	791.814
Pleno	1.008	148,61	149.798	135.942
Total	6.536		1.022.320	927.755

Obs: Valor líquido deduzido de PIS/COFINS em decorrência de crédito tributário

Valores em R\$

Recursos Terceiros (Fábrica)	Pontos Função	Valor Ponto Função	Valor Total Bruto	Valor Total Líquido
Java	243	2.387,82	580.240	526.568
Total	243		580.240	526.568

Obs: Valor para ponto de função de complexidade baixa

Obs: Valor líquido deduzido de PIS/COFINS em decorrência de crédito tributário

Serviços Jurídicos:

- Acompanhamento de 82 processos em andamento e de 23 novas ações no ano, conforme detalhamento apresentado no Anexo I deste relatório.

Sustentação de Aplicações:

- Considera a alocação de profissionais para as atividades de sustentação dos sistemas computacionais utilizados para gestão/operação das Contas Setoriais, conforme detalhamento explicativo apresentado no Anexo III deste relatório.

Custos Indiretos:

- Alocação dos custos indiretos em função da quantidade de horas dedicadas aos processos das Contas Setoriais, conforme detalhamento explicativo abaixo:

$$(1) \text{Percentual}_{CDE,CCC,RGR} = \frac{\sum \text{Horas}_{CDE,CCC,RGR}}{\sum \text{Horas}_{CCEE}}$$

$$(2) \text{Custos Indiretos}_{CDE,CCC,RGR} = \text{Custos Back office Estimados} * \text{Percentual}_{CDE,CCC,RGR}$$

Onde:

Percentual_{CDE,CCC,RGR}: Demonstra em percentual quanto as horas apontadas em Contas Setoriais representam sobre o total de horas da CCEE.

Custos Back office Estimados: Demonstra o total estimado para os 7 processos de back office.

Custos Indiretos_{CDE,CCC,RGR}: Demonstra a parcela de custos indiretos a serem apropriados para as Contas Setoriais.

A tabela abaixo apresenta o valor anual a ser apropriado.

		Valores em R\$ mil	
Processos de Back-Office Considerados	Principais Atividades / Componentes	Total	Participação Contas Setoriais
		A	B = (A * 5,6%)
Infraestrutura Física	Aluguel, Condomínio, Energia Elétrica, Material de Limpeza, Segurança Patrimonial, Manutenção do Escritório	7.033	394
Gerenciamento e Suporte a Banco de Dados	Gestão do SQL Server	2.041	114
Gerenciamento e Controle da Produção	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas	1.582	89
Gerenciamento e Suporte da Infraestrutura	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas (Segundo Nível - Atendimento mais Especializado)	1.561	87
Gerenciamento e Suporte de Rede e Segurança	Processos de Análise de Vulnerabilidade e Manutenção de Ativos de Rede e Segurança	1.600	90
Gerenciamento e Suporte de Middleware	Serviços de Suporte e Processos de Integração entre Aplicativos e Sistemas	1.419	79
Atendimento e Suporte de Service Desk	Atendimento aos Usuários (Suporte a Máquinas e Softwares)	397	22
Custo Estimado Anual		15.634	875
Custo Estimado Mensal			73
Percentual de Apropriação			5,6%

Auditoria Independente:

- Tendo em vista que o processo de contratação dos serviços de asseguarção razoável mensal das Contas Setoriais ainda não foi iniciado por dependerem da definição do escopo que será com base na revisão da REN 427/2011 e REN 500/2012, em processo de audiência pública até 06 de outubro de 2017 (AP 45/2017), os valores ora apresentados foram estimados considerando escopo similar ao contratado para a Conta Bandeiras.

A) CCC:

- Relatório de asseguarção razoável sobre as movimentações contábeis:
Analisa as movimentações e escriturações contábeis da CCEE, referente aos valores mensais transacionados para reembolso dos beneficiários.
- Relatório de asseguarção razoável sobre as movimentações financeiras:
Analisa as movimentações financeiras referentes aos pagamentos realizados às concessionárias do sistema isolado, eventual rateio de pagamentos em decorrência da

escassez de recursos no fundo setorial, as aplicações do saldo excedente, assim como a inadimplência informada à ANEEL e ao mercado.

- **Relatório anual de asseguração razoável:**

Consolida os resultados dos relatórios de asseguração razoável emitidos durante o ano corrente.

B) CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

- **Relatório de asseguração razoável sobre as movimentações contábeis:**

Analisa as movimentações e escriturações contábeis da CCEE, valores mensais transacionados e montantes disponibilizados para ressarcimento dos custos operacionais, administrativos, financeiros e tributários da CCEE incorridos na operação.

- **Relatório de asseguração razoável sobre as movimentações financeiras**

Analisa as movimentações financeiras referentes aos pagamentos e recebimentos em cumprimento a regulamentação estabelecida pelos órgãos reguladores, as aplicações do saldo excedente, assim como a inadimplência informada à ANEEL e ao mercado.

- **Relatório anual de asseguração razoável**

Consolida os resultados dos Relatórios de Asseguração Razoável emitidos durante o ano corrente.

C) RGR – Reserva Geral de Reversão

- **Relatório de asseguração razoável sobre as movimentações contábeis:**

Analisa as movimentações e escriturações contábeis da CCEE, valores mensais transacionados para pagamentos e recebimentos aos agentes.

- **Relatório de asseguração razoável sobre as movimentações financeiras.**

Analisa as movimentações financeiras referentes aos pagamentos realizados pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia, as aplicações do saldo excedente, assim como a inadimplência informada à ANEEL e ao mercado.

- **Relatório anual de asseguração razoável**

Consolida os resultados dos Relatórios de Asseguração Razoável emitidos durante o ano corrente.

Em resumo, mensalmente serão emitidos 2 (dois) relatórios de asseguração razoável e anualmente 1 (um) relatório de asseguração, para cada Conta Setorial, a ser emitido por empresa de auditoria independente contratada. Assim, ao todo serão emitidos 75 relatórios de asseguração razoável para as Contas Setoriais.

Recursos Humanos Terceirizados:

- Contratação temporária de 2 analistas plenos para o período de janeiro a setembro de 2018 com o objetivo de dar suporte às operações mensais e auxiliar no projeto.

Despesas Gerais:

- Registro de documentos em cartório, viagens e demais desembolsos necessários à operação, apresentando uma redução de 23%, em relação a 2017 decorrente da finalização do período de absorção de conhecimentos junto à Eletrobras e estabilização da operação.

ANEXO I – RELAÇÃO DE HORAS ESTIMADAS POR CATEGORIA PROFISSIONAL

ccee		ANEXO I - RELAÇÃO DE HORAS ESTIMADAS POR CATEGORIA PROFISSIONAL - CONTAS SETORIAIS 2018												
CATEGORIA PROFISSIONAL	GERÊNCIA EXECUTIVA	QUANTIDADE DE HORAS 2018												TOTAL
		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
ASSISTENTE	GERENCIA JURIDICA	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	840
ESPECIALISTA	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	151	130	158	144	166	144	151	166	144	151	151	137	1793
ESPECIALISTA	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	48
ESPECIALISTA	GERENCIA DE GESTAO DE APLICACOES	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
ESPECIALISTA	ASSES DE NEGOCIO, PROC. E CONTROLE DA TM	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	360
ESPECIALISTA	ASSES DE NEGOCIO, PROC. E CONTROLE DA TM	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	300
ESPECIALISTA	GERENCIA DE GOVERNANCA CORPORATIVA	0	0	12	8	8	12	12	6	6	6	6	6	82
ESPECIALISTA	GERENCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	110	100	110	110	134	110	70	110	110	134	110	35	1243
GERENTE	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	1440
GERENTE	GERENCIA JURIDICA	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	480
GERENTE	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	1	1	1	1	10	1	1	1	1	30	1	1	45
GERENTE	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	288
GERENTE	GERENCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	18	27	30	30	30	30	8	30	30	30	30	30	323
GERENTE EXECUTIVO	GERENCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	16	4	4	4	4	4	26	4	4	4	4	4	82
GERENTE EXECUTIVO	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	115
JÚNIOR	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	1728
JÚNIOR	GERENCIA JURIDICA	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	1020
JÚNIOR	GERENCIA DE GOVERNANCA CORPORATIVA	0	0	5	4	4	6	6	1	1	1	1	1	30
JÚNIOR	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	15	15	15	18	33	15	18	15	15	48	15	15	237
JÚNIOR	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6
JÚNIOR	GERENCIA DESENV DE PESSOAS & ORGANIZACAO	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	960
JÚNIOR	GERENCIA DE GESTAO DE APLICACOES	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
PLENO	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	1152
PLENO	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1920
PLENO	GERENCIA JURIDICA	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	180
PLENO	GERENCIA FINANÇAS, AQUIS & CONTRATAÇÕES	151	130	158	144	166	144	151	166	144	151	151	137	1793
PLENO	GERENCIA DE MONIT, GEST DE PENALD & INFO	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	396
PLENO	GERENCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	66	60	66	66	42	66	66	66	66	42	66	141	853
PLENO	GERENCIA DE GESTAO DE APLICACOES	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	72
SENIOR	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1920
SENIOR	GESTAO REGULATORIA & CTAS SETORIAIS	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1920
SENIOR	GERENCIA JURIDICA	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	1020
SENIOR	GERENCIA DE GOVERNANCA CORPORATIVA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
SENIOR	GERENCIA DE GESTAO DE APLICACOES	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
SENIOR	ASSES DE NEGOCIO, PROC. E CONTROLE DA TM	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
TOTAL		1896	1834	1927	1897	1964	1900	1917	1932	1889	1966	1903	1874	22.898

ANEXO II - SERVIÇOS JURÍDICOS

ANEXO II - RELAÇÃO DE PROCESSOS EM ACOMPANHAMENTO E PREVISÃO DE NOVOS PROCESSOS		
PROCESSOS EM ANDAMENTO		
ESCRITÓRIO	PROCESSO/AÇÃO	TOTAL ESTIMADO 2018
Vieira e Rezende	1007003-81.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1001869-39.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1006749-11.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1001027-59.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0044608-55.2016.4.02.5101	12.672,00
Vieira e Rezende	1002373-45.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1001930-94.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5000783-86.2010.4.04.7119	12.672,00
Vieira e Rezende	0011034-75.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0022161-10.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0021198-02.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0017792-70.2015.8.07.0001 (0034858-18.2016.4.01.3400)	12.672,00
Vieira e Rezende	0047715-78.2014.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0092605-91.2014.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0037070-91.2014.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0025032-13.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0023816-17.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0026660-37.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0029954-97.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0030266-73.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0003466-60.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0028882-30.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0072675-53.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	003446-69.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0005480-17.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0006371-38.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0053107-51.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	006370-53.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0039957-66.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0032647-09.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1001620-88.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0066883-21.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0010997-03.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0001992-16.2016.4.03.6143	12.672,00
Vieira e Rezende	0013215-04.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0020226-48.2016.4.01.3800	12.672,00
Vieira e Rezende	0031988-97.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5062839-51.2015.4.04.7000	12.672,00
Vieira e Rezende	5057479-38.2015.4.04.7000	12.672,00
Vieira e Rezende	0051010-78.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5005800-51.2015.4.04.7209	12.672,00
Vieira e Rezende	5002653-25.2016.4.04.7001	12.672,00
Vieira e Rezende	0045338-55.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0004718-64.2017.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0051308-36.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0066880-66.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5005135-17.2015.4.04.7215	12.672,00
Vieira e Rezende	0051009-93.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0074679-29.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0044296-68.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0000917-77.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0070648-63.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0040564-27.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0038338-49.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0024648-39.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0025923-34.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0067382-05.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0069262-32.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0039909-10.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	1002323-19.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0052689-79.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0067962-35.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0006424-60.2015.4.03.6128	12.672,00
Vieira e Rezende	77354-62.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0005012-19.2017.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5007959-82.2015.4.04.7009	12.672,00
Vieira e Rezende	5007958-97.2015.4.04.7009	12.672,00
Vieira e Rezende	0050652-61.2014.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0017303-33.2015.8.07.0001	12.672,00
Vieira e Rezende	0017696-10.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5054513-05.2015.4.04.7000	12.672,00
Vieira e Rezende	0053481-33.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0071047-29.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0004167-63.2008.4.01.3800	12.672,00
Vieira e Rezende	0066005-96.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0069850-39.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5002386-38.2016.4.04.7200	12.672,00
Vieira e Rezende	5016303-76.2015.4.04.7001	12.672,00
Vieira e Rezende	0007072-96.2016.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	5013838-33.2016.4.04.7107	12.672,00
Vieira e Rezende	0068798-08.2015.4.01.3400	12.672,00
Vieira e Rezende	0010551-97.2016.4.01.3400	12.672,00
		1.039.104,00

ANEXO III - SUSTENTAÇÃO DE APLICAÇÕES

CCEE		ANEXO II - DESCRITIVO SUSTENTAÇÃO DE APLICAÇÕES
Mercado Regulado	Serviços/Despesas	2018
Contas Setoriais	Sustentação de Aplicações (sistemas de medição)	* 2 analistas de sistemas senior (body-shop) para sustentação das aplicações de medição: Estes profissionais atuarão na sustentação (correção de incidentes) dos sistemas: SCD Novo; ETL do SCD; SCD Desktop; SCD Antigo; Relatório de Notas Fiscais; AEC; AEC Desktop; SCE; ETL do SCE; Validador de energia; Gerador de dados para o ONS. Eles também atuarão no desenvolvimento de melhorias nestes sistemas para atender as necessidades da CCEE, dos Beneficiários, da ANEEL e do ONS
Contas Setoriais	Sustentação de Aplicações (sistema de gestão)	* 2 desenvolvedores VBA para sustentação do Sistema de Gestão de Contas Setoriais (SGCS): Estes profissionais atuarão na sustentação (correção de incidentes) dos sistemas: SCD Novo; Implementarão backlog de melhorias no SGCS para as contas CDE, RGR e CCC, em função das necessidades da GCSE Desenvolvimento de rotinas de consistências, tratativas de erros na integração com o ERP, automatização de relatórios de gestão e documentação para o projeto de estudo em relação às funcionalidades do sistema.
Contas Setoriais	Sustentação de Aplicações (infraestrutura)	* 80 horas/mês de 1 administrador de banco de dados Oracle para sustentação dos sistemas de Gestão e de medição Apoio ao desenvolvimento de sistemas na sustentação e melhorias através da prestação de serviços especializados em administração de banco de dados, compreendendo: instalação, backup, atualizações, documentação, padrões e estratégias.
Contas Setoriais	Acompanhamento das Melhorias	* 1 analista de projetos pleno por 3 meses para acompanhamento das atividades de melhorias dos sistemas de Gestão e dos sistemas de medição Apoio de gestão de projetos para as implementações de melhorias no SGCS, SCD Novo, ETL do SCD; SCD Desktop; SCD Antigo; Relatório de Notas Fiscais; AEC; AEC Desktop; SCE; ETL do SCE; Validador de energia; Gerador de dados para o ONS.

ANEXO A.VII – Previsão reembolso de Carvão Mineral - ENGIE

PAC 2018 - SUB CONTA CARVÃO MINERAL - ANUAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - ENGIE - COMPLEXO JORGE LACERDA - 2018 - CARVÃO MINERAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - ENGIE - COMPLEXO JORGE LACERDA - JANEIRO/2018		
FONTE	DADO UTILIZADO	
	TONELADAS	200.000
Média dos valores atuais repassados pelo Agente, conforme contratos 16.140490, 16.140491, 16.140492, 16.140493, 16.140494, 16.140495 (Já reajustados em 2017)	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE	271,22
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	54.244.000,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	89,15%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	48.268.526,00
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ¹	33.333
	PREÇO (R\$/t)	271,22
	COMPRA MÍNIMA - ESTOQUE ESTRATÉGICO	9.040.666,67
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	12.833
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$/t)	271,22
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) ps	-3.490.656,67
Premissa informada pelo Agente: O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
	PREÇO (R\$/t)	271,22
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
ORÇAMENTO ANUAL REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL		53.918.536,00

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - ENGIE - COMPLEXO JORGE LACERDA - FEVEREIRO À DEZEMBRO/2018		
FONTE	DADO UTILIZADO	
	TONELADAS	2.200.000
Média dos valores atuais repassados pelo Agente, conforme contratos 16.140490, 16.140491, 16.140492, 16.140493, 16.140494, 16.140495 (Já reajustados em 2017) + Projeção IPCA. Para a projeção do IPCA considerou-se o relatório Focus - BACEN	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE	282,75
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	622.043.070,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	89,15%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	554.551.396,01
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ¹	366.667
	PREÇO (R\$/t)	282,75
	COMPRA MÍNIMA - ESTOQUE ESTRATÉGICO	103.673.845,00
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	141.167
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$/t)	282,75
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) ps	-10.914.430,33
Premissa informada pelo Agente: O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
	PREÇO (R\$/t)	282,75
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
ORÇAMENTO ANUAL REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL		618.310.811,58

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - ENGIE - COMPLEXO JORGE LACERDA - 2018 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS	108
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	22,18
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	22.180
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago/17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,67
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1	4.000.384,80
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	89,15%
	ÓLEO DIESEL - PARTIDA FRIO	3.566.343,05
Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 (tendo em vista que o IPCA de 09/2017 sairá apenas na segunda quinzena).	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	956.819.657,93
	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	684.776.394,18

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	125
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	35,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	35.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,30
	ÓLEO DIESEL	10.073.700,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	89,15%
	ÓLEO DIESEL - PARTIDA QUENTE	8.980.703,55

ANEXO A.VIII – Previsão reembolso de Carvão Mineral - COPEL

PAC 2018 - SUB CONTA CARVÃO MINERAL - ANUAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - COPEL - FIGUEIRA - 2018 - CARVÃO MINERAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - COPEL - FIGUEIRA - JANEIRO/2018		
FONTE	DADO UTILIZADO	
	TONELADAS	6.500
Cláusula III Apostilamento nº 4600006322/2014 - Premissa informada pelo Agente sobre a previsão de reajuste (competência 12/2017).	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE	419,86
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	2.729.090,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	55,62%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	1.517.919,86
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ¹	1.083
Cláusula III Apostilamento nº 4600006322/2014 - Premissa informada pelo Agente sobre a previsão de reajuste (competência 12/2017).	PREÇO(R\$/t)	419,86
	ESTOQUE ESTRATÉGICO	454.848,33
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	367
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$)	419,86
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) R\$	-12.624,97
Premissa informada pelo Agente: O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
	ESTOQUE FINAL 2017 (R\$/t)	419,86
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
ORÇAMENTO ANUAL REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL		1.959.943,22

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - COPEL - FIGUEIRA - FEVEREIRO A DEZEMBRO/2018		
FONTE	DADO UTILIZADO	
	TONELADAS	71.500
Cláusula III Apostilamento nº 4600006322/2014 - Premissa informada pelo Agente sobre a previsão de reajuste (a partir da competência janeiro/2018).	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE	487,04
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	34.823.360,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	55,62%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	19.368.752,83
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ¹	11.917
Cláusula III Apostilamento nº 4600006322/2014 - Premissa informada pelo Agente sobre a previsão de reajuste (a partir da competência janeiro/2018).	PREÇO(R\$/t)	487,04
	ESTOQUE ESTRATÉGICO	5.803.893,33
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	4.032
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$)	487,04
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) R\$	-1.808.122,16
Premissa informada pelo Agente: O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
	ESTOQUE FINAL 2017 (R\$/t)	487,04
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
ORÇAMENTO ANUAL REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL		23.372.524,00

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - COPEL - FIGUEIRA - 2018 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	8
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA FRIO (t)	6
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	6.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,51
	ÓLEO DIESEL	15.041,38
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	55,62%
	ÓLEO DIESEL - PARTIDA FRIO	8.366,01
Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 09/2017 (tendo em vista que o IPCA de 09/2017 sairá apenas na segunda quinzena).	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	30.616.896,27
	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	25.343.323,52

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	16
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA QUENTE (t)	1,786
	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	1.786
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,51
	ÓLEO DIESEL	4.477,32
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	55,62%
	ÓLEO DIESEL - PARTIDA QUENTE	2.490,28

ANEXO A.IX – Previsão reembolso de Carvão Mineral - CGTEE

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - CGTEE - CANDIOTA III - 2018 - CARVÃO MINERAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - CGTEE - CANDIOTA III - JANEIRO A ABRIL/2018		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	TONELADAS	400.000
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE	73,28
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	29.312.000,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	91,16%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	26.720.819,20
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	94.444,33
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	PREÇO(R\$/t)	73,28
	ESTOQUE ESTRATÉGICO	6.920.880,75
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	132.911
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$/t)	73,28
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) R\$	-9.738.727,89
Premissa informada pelo Agente : O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	PREÇO (R\$/t)	73,28
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
	CARVÃO MINERAL	23.901.972,10

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - CGTEE - CANDIOTA III - MAIO A DEZEMBRO/18		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	TONELADAS	800.000
Premissa informada pelo Agente: O cálculo de ajuste efetivo demonstrado no contrato (considerando as despesas) chega muito próximo ao valor do IPCA. Considerou-se o relatório Focus - BACEN.	PREÇO (R\$) - INCLUI TRANSPORTE (REAJUSTE IPCA)	76,39
	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	61.115.520,00
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	91,16%
	COMPRA MÍNIMA * EFICIÊNCIA	55.712.908,03
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	188.888,67
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	PREÇO(R\$/t)	76,39
	ESTOQUE ESTRATÉGICO	14.430.036,36
Memorando nº 107/2017-SRG-ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	265.822
Preço do Contrato CGTEE/UPME/98-02026 + projeção IPCA	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (R\$/t)	76,39
	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO (2013, 2014, 2015, 2016) R\$	-20.307.352,57
Premissa informada pelo Agente : O estoque final previsto refere-se ao estoque histórico	ESTOQUE FINAL 2017 (t)	
Contrato CGTEE/UPME/98-02026	PREÇO (R\$/t)	76,39
	ESTOQUE FINAL 2017	0,00
	CARVÃO MINERAL	49.835.611,82

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - CGTEE - CANDIOTA III - 2018 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS	36
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	100
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	100.000
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,67
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1	167.000
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	91,16%
	COMBUSTÍVEL A1	152.237,20

Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 (tendo em vista que o IPCA de 09/2017 sairá apenas na segunda quinzena).	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	103.007.582,46
	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA	73.990.346,35

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	36
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (M³)	45
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (l)	45.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,45
	ÓLEO DIESEL	110.273
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA	91,16%
	ÓLEO DIESEL	100.525,23

ANEXO A.X – Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL

Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL

Em 12 de setembro de 2017.

 Ao Superintendente de Gestão tarifária
 Davi Antunes Lima

 Assunto: **CDE 2018 – Subvenção Carvão Mineral.**
 Processo: 48500.000287/2017-10.

1. Em resposta ao Memorando nº 284/2017-SGT/ANEEL, de 6 de setembro de 2017 (SICNet 48581.002144/2017-00), por meio do qual, com vistas à estimativa de gastos da CDE em 2018 com a subvenção do Carvão Mineral, a SGT solicita (i) custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de reembolso nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA, e (ii) o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior, preservado o estoque estratégico, temos a informar o que se segue.

2. Quanto ao item (i), apresentamos a tabela abaixo contendo o custo médio do combustível reembolsado¹ pela CDE nos anos de 2013, 2014 e 2015, com valores atualizados mensalmente até dezembro de 2016. Conforme inciso I do § 2º do art. 5º do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, tais valores representam limites para fins de reembolso que devem ser atualizados anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

		J. Lacerda	P. Médici A e B	Candiota III	Figueira
Reembolso 2013 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	913.291.261	82.029.211	104.392.284	31.002.883
Reembolso 2014 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	1.007.617.365	82.996.000	94.182.923	31.143.445
Reembolso 2015 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	895.338.712	47.436.156	104.611.319	27.969.664
Valor máximo calculado pela média	R\$	938.749.113	70.820.456	101.062.176	30.038.664

3. Em relação ao item (ii), dispomos das informações constantes da Nota Técnica nº 13/2017-SGT-SRG/ANEEL, de 3 de fevereiro de 2017 (SICNet 48581.000306/2017-00), a qual trata do orçamento da CDE do ano de 2017. Na ocasião, foram utilizados os valores encaminhados pela SFG²

¹ Os valores históricos constam em planilhas disponíveis no sítio eletrônico da Eletrobras (<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Desenvolvimento-Energetico.aspx>), gestora da CDE até 01/05/2017.

² Por meio do Memorando nº 32/2017-SFG/ANEEL, de 27 de janeiro de 2017 (SICNet 48532.001081/2017-00).



Pág. 2 do Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL, de 12/09/2017.

referente ao estoque histórico³ das UTEs Presidente Médici A e B (1.582.953 t) e Candiota III (1.993.667 t) e, para as demais usinas, tendo em vista que não havia análise de tais dados por parte da fiscalização, foram adotados os montantes informados pela Eletrobras⁴, a saber: UTE Jorge Lacerda (770.000 t); e UTE Figueira (21.993 t). Todavia, tais valores ainda necessitam de atualização e validação, pois tratavam-se de estimativas produzidas no final de 2016 e início de 2017. Isto posto, sugerimos que haja consulta da CCEE às beneficiárias, assim como o posicionamento da SFG sobre o tema no decorrer do processo de elaboração do orçamento.

4. Em relação ao estoque estratégico, tendo em vista que se encontra aberta a Audiência Pública nº 45/2017 (período de 24/08/2017 a 06/10/2017), a qual trata, dentre outros pontos, da regulamentação do estoque estratégico pela Agência, e considerando que o critério proposto na minuta de norma poderá ser revisto em função das análises das contribuições dos agentes, sugerimos que se adote, por ora, os valores informados pela Eletrobras⁴ quando da elaboração do orçamento da CDE de 2017. A tabela abaixo apresenta tais valores.

		J. Lacerda	P. Médici A + B	Candiota III	Figueira
Estoque estratégico	t	400.000	33.333	283.333	13.000

Atenciosamente,

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração Substituto

C/c.: Alessandro D'Afonseca Cantarino - SFG

FAC

³ O estoque histórico se refere ao montante de carvão mineral reembolsado pela CDE em anos anteriores, mas ainda não consumido pela usina.

⁴ Por meio do Memorando GCO-040/2016, de 18 de novembro de 2016, o qual encaminha em anexo a Nota Técnica "Compra de Carvão Mineral Nacional e Combustíveis Secundários para o Orçamento - CDE 2017", de 11 de novembro de 2016 (SICNet 48513.029530/2016-00).



ANEXO A.XI – Memorando nº 516/2017-SAF/ANEEL

Memorando nº 516/2017–SAF/ANEEL

Em 8 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária
Davi Antunes Lima

Assunto: **CDE 2018.**

1. Em atenção ao Memorando nº 282/2017–SGT/ANEEL, de 5 de setembro de 2017, informamos a seguir as transferências realizadas à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), nos exercícios de 2016 e 2017, dos valores arrecadados referentes às multas lavradas pela ANEEL e pelas agências estaduais conveniadas no exercício do poder de polícia.

2016	Valor transferido à CDE	Data da transferência	Processo
Jan	R\$ 32.060.985,51	01/03/2016	48500.001058/2016
Jan a Dez	R\$ 117.665.587,34 ¹	27/12/2016	
Jan a Dez	R\$ 14.734.887,15 ²	26/01/2017	
Total	R\$ 164.461.460,00		

2017	Valor transferido à CDE	Data da transferência	Processo
Jan a Dez/2016 e Jan/2017	R\$ 85.633.136,87 ³	17/02/2017	48500.000410/2017
Fev	R\$ 36.213.561,14	14/03/2017	
Mar	R\$ 6.480.994,99	13/04/2017	
Abr	R\$ 14.945.559,65	22/05/2017	
Mai	R\$ 14.011.304,58	09/06/2017	
Jun	R\$ 19.173.269,51	12/07/2017	
Jul	R\$ 12.622.379,20	08/08/2017	
Ago	R\$ 13.082.842,20	a realizar ⁴	
Total	R\$ 202.163.048,14		

¹ O orçamento aprovado na LOA não foi suficiente para a liberação do saldo restante arrecadado (R\$ 168.382.405,15).

² Complementação da transferência de Dez/2016, prevista no orçamento, mas não realizada antes devido a limite financeiro.

³ Parte é referente a valores arrecadados em 2016, não transferidos antes devido a limite orçamentário.

⁴ Solicitada programação financeira em 06/09/2017, a transferência deve ocorrer na semana de 11 a 15/09/2017.

48520.007379/2017-00



Pag. 02 do Memorando nº 516/2017–SAF/ANEEL, de 8/9/2017.

2. Não obstante, informamos a seguir a previsão orçamentária formalizada pela ANEEL para arrecadação das receitas de multas decorrentes do poder de polícia e de Uso de Bem Público (UBP) no exercício de 2018. Informamos, também, a reestimativa calculada pelo Sistema Integrado de Planejamento e Orçamento (SIOP) do Governo Federal, a qual deverá compor a Lei Orçamentária Anual de 2018.

	ANEEL	SIOP
Multas decorrentes do Poder de Polícia	R\$ 213.576.279,00	R\$ 229.522.119,00
Uso de Bem Público (UBP)	R\$ 678.041.913,00	R\$ 692.830.165,00

3. Cabe ressaltar que a transferência dos recursos acima à CDE depende de previsão orçamentária em Lei, bem como de disponibilidade financeira e, em cenário de déficit orçamentário e frustração de receita, estamos vulneráveis a contingenciamentos e limites financeiros, para os quais é difícil prever a dimensão.

4. Por fim, informamos que até o momento não houve adesão significativa ao Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD), instituído pela Medida Provisória 780/2017, que possibilita o parcelamento das multas impostas por Auto de Infração e UBP, dentre outros débitos. Assim, e considerando que só podem ser parcelados os débitos cujo vencimento ocorreu até 31/03/2017, não vislumbramos impactos relevantes para a arrecadação e a consequente transferência das referidas receitas à CDE no próximo exercício.

Atenciosamente,

FRANCISCO JOSÉ PEREIRA DA SILVA
Superintendente de Administração e Finanças

48520.007379/2017-00

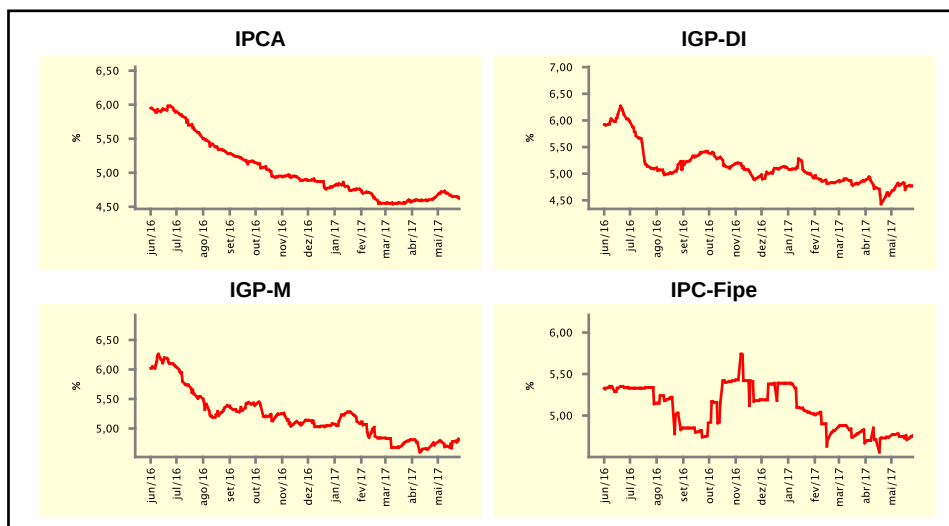


ANEXO A.XII – Relatório FOCUS do Banco Central

Expectativas de Mercado				
Inflação nos próximos 12 meses suavizada				
Mediana - agregado	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
IPCA (%)	4,64	4,65	4,62	▼ (3)
IGP-DI (%)	4,59	4,76	4,77	▲ (1)
IGP-M (%)	4,74	4,78	4,81	▲ (2)
IPC-Fipe (%)	4,74	4,71	4,76	▲ (1)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

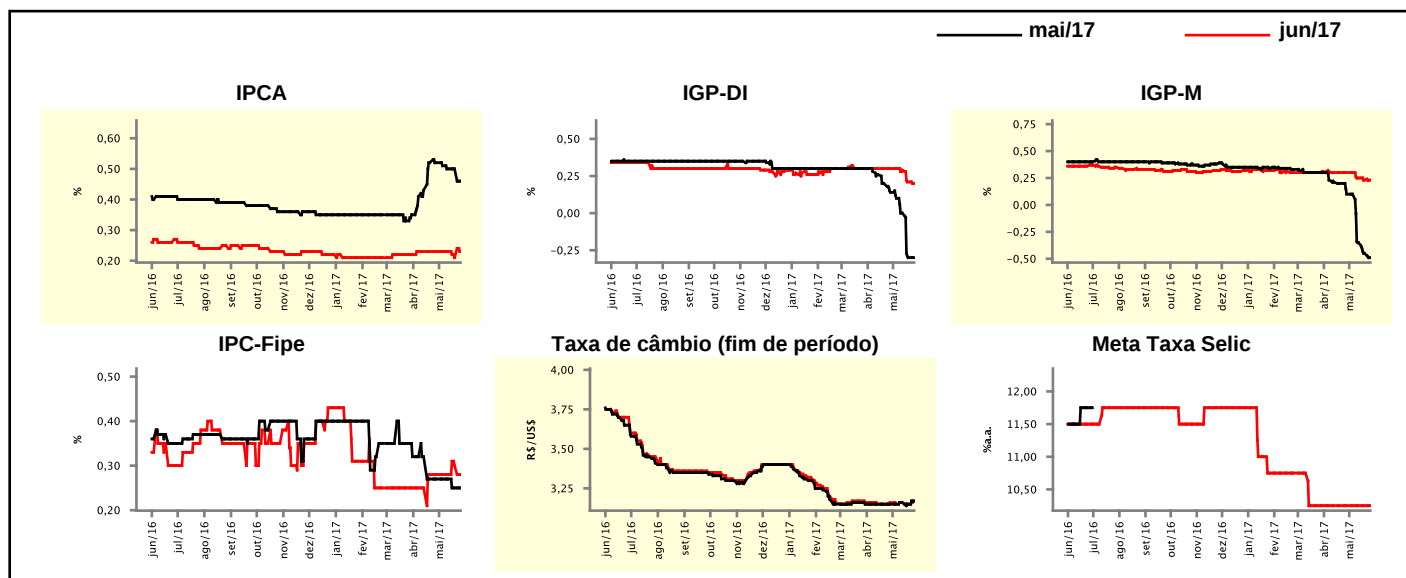
(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)



Expectativas de Mercado								
Mediana - agregado	mai/17				jun/17			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
IPCA (%)	0,52	0,50	0,46	▼ (1)	0,23	0,21	0,23	▲ (1)
IGP-DI (%)	0,14	-0,30	-0,30	= (1)	0,30	0,21	0,20	▼ (3)
IGP-M (%)	0,10	-0,45	-0,49	▼ (3)	0,30	0,23	0,23	= (1)
IPC-Fipe (%)	0,27	0,25	0,25	= (1)	0,28	0,30	0,28	▼ (1)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,15	3,15	3,17	▲ (1)	3,16	3,15	3,17	▲ (1)
Meta Taxa Selic (%a.a.)	-	-	-	=	10,25	10,25	10,25	= (10)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

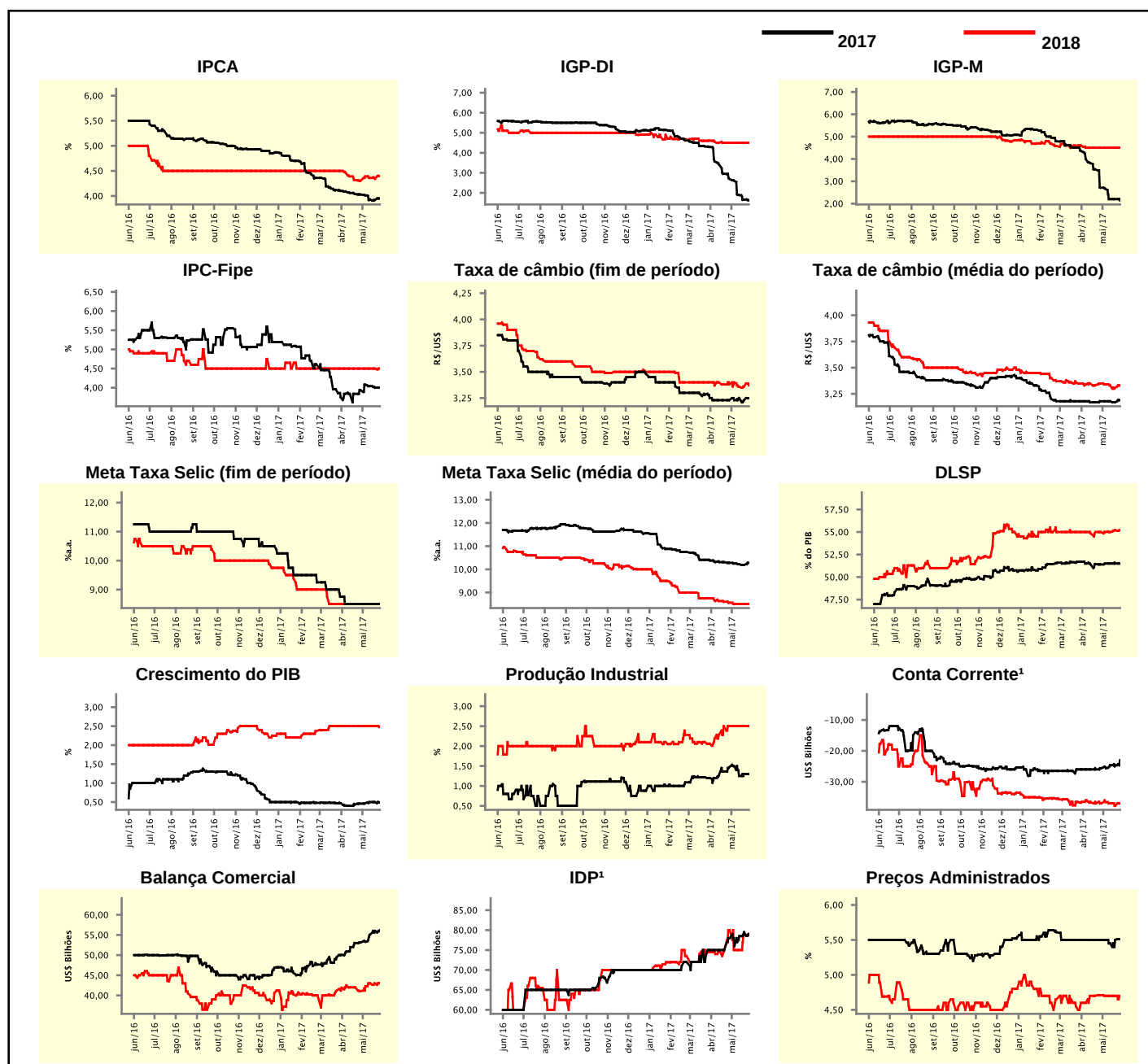
(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)



Mediana - agregado	Expectativas de Mercado							
	2017				2018			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
IPCA (%)	4,03	3,92	3,95	▲ (1)	4,30	4,34	4,40	▲ (1)
IGP-DI (%)	2,70	1,66	1,62	▼ (19)	4,50	4,50	4,50	■ (6)
IGP-M (%)	2,71	2,20	2,14	▼ (1)	4,50	4,50	4,50	■ (7)
IPC-Fipe (%)	3,94	4,00	4,00	■ (1)	4,50	4,50	4,50	■ (18)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,23	3,23	3,25	▲ (1)	3,38	3,36	3,37	▲ (1)
Taxa de câmbio - média do período (R\$/US\$)	3,18	3,17	3,19	▲ (1)	3,35	3,31	3,33	▲ (1)
Meta Taxa Selic - fim de período (%a.a.)	8,50	8,50	8,50	■ (7)	8,50	8,50	8,50	■ (10)
Meta Taxa Selic - média do período (%a.a.)	10,28	10,19	10,28	▲ (1)	8,56	8,50	8,50	■ (3)
Dívida Líquida do Setor Público (% do PIB)	51,40	51,50	51,50	■ (3)	55,00	55,20	55,20	■ (1)
PIB (% do crescimento)	0,46	0,50	0,49	▼ (1)	2,50	2,50	2,48	▼ (1)
Produção Industrial (% do crescimento)	1,47	1,30	1,30	■ (1)	2,50	2,50	2,50	■ (5)
Conta Corrente ¹ (US\$ Bilhões)	-25,62	-24,66	-23,00	▲ (1)	-37,00	-37,80	-36,95	▲ (1)
Balança Comercial (US\$ Bilhões)	53,15	56,00	56,20	▲ (10)	41,10	42,97	43,12	▲ (1)
Invest. Direto no País ¹ (US\$ Bilhões)	78,00	79,50	79,00	▼ (1)	80,00	78,75	78,75	■ (1)
Preços Administrados (%)	5,50	5,50	5,51	▲ (2)	4,71	4,70	4,70	■ (3)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)



¹ Até 21/4/15, as expectativas de investimento estrangeiro direto (IED) e saldo em conta corrente seguiam a metodologia da 5ª edição do Manual de Balança de Pagamentos do FMI. Em 22/4/15, as instituições participantes foram orientadas a seguir a metodologia da 6ª edição, que considera investimento direto no país (IDP) no lugar de IED e altera o cálculo do saldo em conta corrente. Para mais informações, acesse <http://www.bcb.gov.br/?6MANBALPGTO>.

Expectativas de Mercado

Mediana - top 5 - curto prazo	mai/17				jun/17			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
IPCA (%)	0,50	0,45	0,44	▼ (3)	0,10	0,18	0,15	▼ (1)
IGP-DI (%)	0,05	-0,37	-0,37	= (1)	0,31	0,35	0,35	= (1)
IGP-M (%)	0,10	-0,59	-0,59	= (1)	0,30	0,25	0,25	= (2)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,17	3,12	3,12	= (1)	3,18	3,14	3,14	= (1)
Meta Taxa Selic (%a.a.)	-	-	-		10,25	10,25	10,25	= (10)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

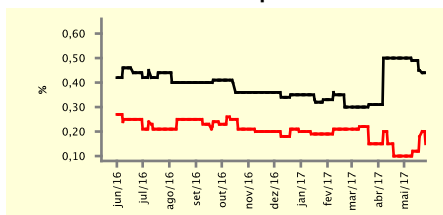
(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)

CURTO PRAZO

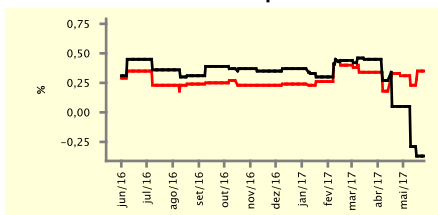
— mai/17

— jun/17

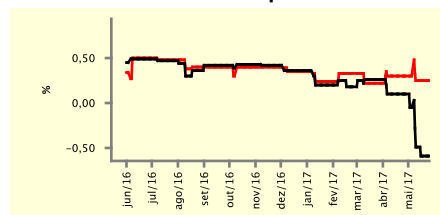
IPCA - Top 5



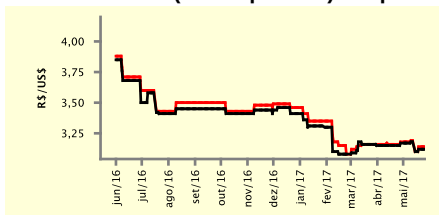
IGP-DI - Top 5



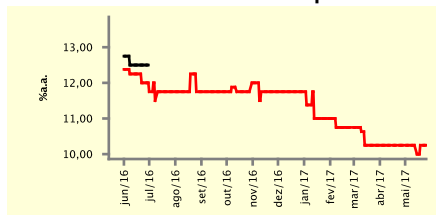
IGP-M - Top 5



Taxa de Câmbio (fim de período) - Top 5



Meta Taxa Selic - Top 5



Expectativas de Mercado

Mediana - top 5	2017				2018			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
Curto prazo								
IPCA (%)	3,86	3,89	3,70	▼ (1)	4,25	4,25	4,25	= (7)
IGP-DI (%)	2,37	1,47	1,47	= (1)	4,73	4,50	4,50	= (2)
IGP-M (%)	2,95	2,12	2,12	= (2)	4,70	4,40	4,40	= (2)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,35	3,35	3,35	= (11)	3,45	3,55	3,55	= (1)
Meta Taxa Selic - fim de período (%a.a.)	8,50	8,50	8,50	= (6)	8,50	8,38	8,50	▲ (1)
Médio prazo								
IPCA (%)	4,03	3,89	3,70	▼ (1)	4,25	4,30	4,30	= (2)
IGP-DI (%)	2,08	1,42	1,42	= (1)	4,67	5,00	5,00	= (1)
IGP-M (%)	2,40	1,83	1,83	= (2)	4,75	4,30	4,30	= (2)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,15	3,10	3,10	= (2)	3,30	3,30	3,30	= (10)
Meta Taxa Selic - fim de período (%a.a.)	8,50	8,13	8,63	▲ (1)	8,50	8,00	8,00	= (1)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)

Expectativas de Mercado

Média - top 5 - curto prazo	mai/17				jun/17			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
IPCA (%)	0,47	0,44	0,43	▼ (1)	0,12	0,14	0,06	▼ (1)
IGP-DI (%)	0,04	-0,40	-0,40	= (1)	0,31	0,33	0,33	= (1)
IGP-M (%)	0,09	-0,55	-0,55	= (1)	0,34	0,26	0,26	= (1)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,16	3,16	3,18	▲ (1)	3,17	3,17	3,19	▲ (1)
Meta Taxa Selic (%a.a.)	-	-	-		10,23	10,15	10,29	▲ (1)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

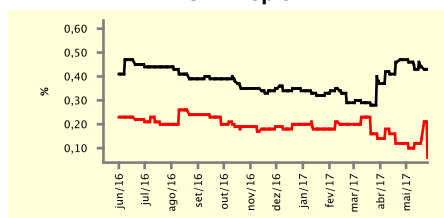
(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)

CURTO PRAZO

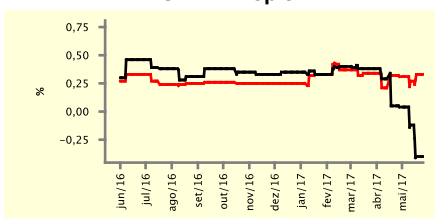
— mai/17

— jun/17

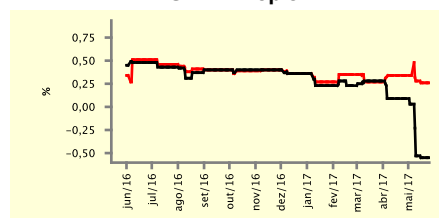
IPCA - Top 5



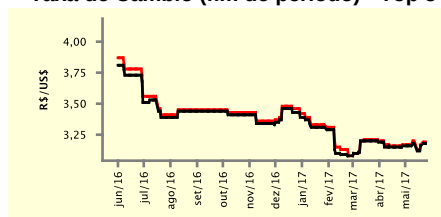
IGP-DI - Top 5



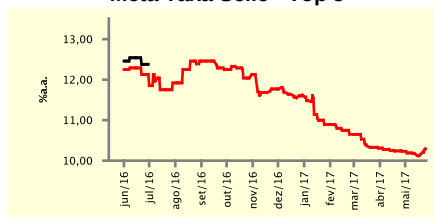
IGP-M - Top 5



Taxa de Câmbio (fim de período) - Top 5



Meta Taxa Selic - Top 5



Expectativas de Mercado

Média - top 5	2017				2018			
	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*	Há 4 semanas	Há 1 semana	Hoje	Comportamento semanal*
Curto prazo								
IPCA (%)	3,54	3,81	3,71	▼ (1)	4,22	4,26	4,27	▲ (1)
IGP-DI (%)	2,51	1,20	1,20	= (1)	4,63	4,66	4,66	= (1)
IGP-M (%)	2,88	2,17	2,17	= (1)	4,70	4,34	4,34	= (2)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,32	3,33	3,33	= (1)	3,45	3,49	3,49	= (1)
Meta Taxa Selic - fim de período (%a.a.)	8,58	8,29	8,55	▲ (1)	8,64	8,39	8,46	▲ (1)
Médio prazo								
IPCA (%)	3,94	3,83	3,74	▼ (1)	4,21	4,26	4,22	▼ (2)
IGP-DI (%)	2,30	1,34	1,34	= (1)	4,72	4,87	4,87	= (1)
IGP-M (%)	3,04	1,94	1,94	= (2)	4,83	4,46	4,46	= (2)
Taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$)	3,10	3,09	3,12	▲ (1)	3,32	3,31	3,31	= (2)
Meta Taxa Selic - fim de período (%a.a.)	8,45	8,29	8,50	▲ (1)	8,50	8,13	8,20	▲ (1)

* comportamento dos indicadores desde o último Relatório de Mercado; os valores entre parênteses expressam o número de semanas em que vem ocorrendo o último comportamento

(▲ aumento, ▼ diminuição ou = estabilidade)

ANEXO B.I – Memorando nº 524/2017-SFF/ANEEL



Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL

Em 15 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária – SGT
Davi Antunes Lima

Assunto: **Estimativa de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018.**

1. Reporta-se ao Memorando nº 285/2017-SGT/ANEEL¹, de 6 de setembro de 2017, por meio do qual a SGT solicitou previsão de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018, bem como o saldo do fundo de reversão (conta contábil 2219.8).
2. Em complemento ao Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL², de 14 de setembro de 2017, segue no **Anexo I** os saldos de débitos correspondentes ao fundo de reversão registrados na conta contábil 2219 - Outros Passivos Não Circulantes - 2219.8 - Reversão/Amortização das empresas listadas.
3. Acrescenta-se que o saldo atual da conta contábil 2219.8 (plano de conta vigente a partir de 01/01/2015) que consta nos Balancetes Mensais Padronizados – BMPs das referidas empresas é resultante da junção dos saldos das contas 221.92.1 e 221.92.2 (plano de contas vigentes até 31/12/2014), tendo sido identificadas divergências para algumas empresas em conferência dos BMPs mais recentes, razão pela qual os referidos valores passaram por processo de validação, podendo vir a sofrer alteração.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.

² Sic nº 48536.004273/2017-00.

EBD



(Fl. 02 do Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Anexo I – Saldo da conta contábil 2219.8 – Juros de Reversão:

EMPRESAS	VALOR DEVIDO	JUROS ANUAL (5%A.A)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	R\$ 9.118.046,40	455.902,32
CTEEP - Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	R\$ 22.322.953,60	1.116.147,68
EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	R\$ 16.204.495,80	810.224,79
ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	R\$ 85.393,00	4.269,65
COELCE - Companhia Energética do Ceará	R\$ 601.000,80	30.050,04
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	R\$ 96.000,00	4.800,00
Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 11.623,60	581,18
Companhia Energética de Alagoas	R\$ 151.999,20	7.599,96
Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 301.999,20	15.099,96
Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 1.406.828,80	70.341,44
DME-PC - Departamento Mun. de Eletric. Poços de Caldas	R\$ 164.786,20	8.239,31
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	R\$ 323.786,80	16.189,34
Light Serviços de Eletricidade S.A.	R\$ 59.140.605,40	2.957.030,27
Light Energia S.A.	R\$ 10.792.743,80	539.637,19
Elektro – Eletricidade e Serviços	R\$ 326.538,00	16.326,90
AES Tietê S.A.	R\$ 2.815.281,40	140.764,07
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	R\$ 432.000,00	21.600,00
Duke Energy Internat. Geração Paranapanema S.A.	R\$ 2.914.032,80	145.701,64

EBD



(Fl. 03 do Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Caiuá Distribuição de Energia S.A.	R\$ 1.662.000,00	83.100,00
Companhia Luz e Força Santa Cruz	R\$ 1.661.123,20	83.056,16
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	R\$ 1.686.000,00	84.300,00
Companhia Nacional de Energia Elétrica	R\$ 1.255.999,20	62.799,96
Eletropaulo Metropolitana de. Eletricidade de São Paulo S.A.	R\$ 66.085.001,80	3.304.250,09
Bandeirante de Energia S.A.	R\$ 17.491.785,60	874.589,28
Companhia Piratininga de Força e Luz	R\$ 13.743.546,40	687.177,32
Companhia Força e Luz do Oeste	R\$ 123.000,00	6.150,00
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	R\$ 32.089,60	1.604,48
Tractebel Energia S.A.	R\$ 203.194,40	10.159,72
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	R\$ 10.999,20	549,96
CEB - Companhia Energética de Brasília	R\$ 723.689,80	36.184,49
TOTAL	R\$ 231.888.544,00	

EBD



ANEXO B.II – Projeção Eletrobras de Recebíveis sem IR



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS

Diretoria Financeira - DF

Departamento de Administração de Investimentos - DFI

Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos - DFIC

Créditos a Receber dos Contratos de Financiamentos Concedidos

Posição Contratual em 31/08/2017 - Valores em R\$

Dados	jan-18	fev-18	mar-18	abr-18	mai-18	jun-18	jul-18	ago-18	set-18	out-18	nov-18	dez-18
1	432.940,63	431.353,97	429.767,32	428.180,66	426.594,00	425.007,36	423.420,69	421.834,05	420.247,38	418.660,73	417.074,07	415.487,42
2	2.132.942,25	1.283.116,22	1.277.838,17	1.272.560,12	1.267.282,08	1.262.004,03	1.256.725,98	1.251.447,95	1.246.169,91	1.240.891,86	1.235.613,82	1.230.335,78
3	881.354,26	878.240,65	875.127,05	872.013,43	868.899,82	865.786,22	862.672,61	859.559,00	856.445,39	350.407,12	349.305,22	348.203,31
4	200.424,38	199.518,65	198.612,92	197.707,19	196.801,47	195.895,75	194.990,02	-	-	-	-	-
5	1.557.051,73	1.551.526,95	1.546.002,17	1.540.477,37	1.171.589,66	1.167.518,32	1.163.447,00	1.159.375,66	1.155.304,32	1.151.232,99	1.147.161,65	1.143.090,32
6	459.562,90	457.617,95	455.673,00	453.728,06	451.783,11	449.838,17	447.893,22	445.948,27	444.003,33	442.058,39	440.113,44	438.168,49
7	1.318.650,58	1.313.913,21	1.309.175,84	1.304.438,47	1.299.701,09	1.294.963,71	1.290.226,34	1.285.488,96	977.511,48	973.987,06	970.462,64	966.938,24
8	506.190,54	503.871,61	501.552,67	499.233,74	-	-	-	-	-	-	-	-
9	799.907,32	796.308,76	792.710,21	789.111,66	785.513,10	781.914,54	778.315,99	774.717,43	-	-	-	-
10	8.951.792,23	8.912.193,35	8.872.594,47	8.832.995,60	2.445.978,46	2.436.000,87	2.426.023,28	2.416.045,69	2.406.068,11	2.396.090,52	2.386.112,93	2.376.135,34
11	6.422.386,35	7.854.837,34	7.842.266,93	7.829.699,54	7.817.135,17	7.804.573,85	7.792.015,56	7.779.460,35	7.766.908,20	7.754.359,15	7.741.813,19	7.729.270,34
12	1.513.767,56	1.400.016,08	1.393.988,95	1.387.961,82	1.381.934,69	1.375.907,57	1.369.880,43	1.363.853,30	1.357.826,17	1.351.799,05	1.345.771,92	1.339.744,78
13	1.981.496,86	1.976.130,07	1.187.783,49	1.182.481,12	1.177.178,75	1.171.876,39	1.166.574,02	1.161.271,66	1.155.969,30	1.150.666,94	1.145.364,57	29.985,24
14	13.865.231,26	13.903.938,58	9.963.069,34	10.021.465,11	10.080.425,24	10.139.954,51	10.200.057,69	10.260.739,66	10.322.005,35	10.383.859,68	10.446.307,62	10.509.354,20
15	5.679.631,90	5.689.732,13	5.699.923,14	5.710.205,66	5.720.580,52	5.731.048,47	5.741.610,31	5.752.266,80	5.763.018,79	5.773.867,06	5.666.566,28	603.550,48
16	7.979.617,27	7.985.461,47	7.991.430,96	7.997.526,89	8.003.750,23	8.010.102,13	8.016.583,66	8.023.195,89	7.477.449,48	7.486.971,02	7.430.137,34	7.440.238,48
17	6.559.300,12	6.580.776,50	6.602.506,92	6.624.493,54	6.646.738,47	6.669.243,91	6.678.471,35	6.701.558,71	6.404.210,54	6.155.096,83	6.181.769,01	6.208.715,25
18	3.978.820,58	3.990.503,36	4.002.342,51	4.014.339,31	4.026.495,09	4.038.811,23	4.051.289,04	4.063.929,94	4.076.735,30	4.089.706,46	4.102.844,89	4.003.437,34
19	1.155.576,14	1.083.458,87	1.089.051,46	1.094.701,60	1.100.409,77	1.106.176,46	1.112.002,17	1.117.887,40	1.123.832,67	1.129.838,45	1.135.905,28	1.142.033,65
20	647.071,83	644.777,91	642.483,97	640.190,04	637.896,10	635.602,17	633.308,22	631.014,29	628.720,36	626.426,42	597.000,80	594.815,39
21	11.299,24	11.263,47	11.227,69	11.191,92	11.156,14	11.120,37	11.084,60	11.048,83	11.013,06	10.977,28	10.941,50	10.905,73
22	381,97	380,73	379,49	378,25	377,01	375,77	374,53	373,29	372,05	370,81	369,57	368,33
23	615,93	613,50	611,08	608,65	-	-	-	-	-	-	-	-
24	866.595,21	863.518,11	18.397.948,09	857.363,90	854.286,80	851.209,69	848.132,59	845.055,49	19.207.979,26	838.901,28	835.824,17	832.747,07
25	366.831,07	365.536,60	320.242,00	319.123,53	318.005,06	316.886,60	315.768,13	314.649,68	313.531,21	312.412,74	311.294,28	310.175,81
26	1.244,56	1.240,39	1.236,20	1.232,03	1.227,86	1.223,68	1.219,51	1.215,32	1.211,15	1.206,97	1.202,80	1.198,62
27	196,30	195,58	194,88	194,17	193,46	192,75	192,04	191,34	190,62	189,91	189,21	188,50
28	6.316,00	6.296,14	6.276,28	6.256,42	6.236,55	6.216,70	6.196,83	6.176,97	6.157,11	6.137,25	6.117,39	6.097,52
29	498,84	497,20	495,56	493,92	492,28	490,64	488,99	487,35	485,71	484,07	482,43	480,79
30	48.564,34	44.650,65	44.477,45	44.332,61	44.187,77	44.042,92	43.898,09	43.753,25	43.608,40	43.463,55	43.318,72	43.173,89
31	3.081,01	3.070,31	3.059,62	3.048,91	3.038,22	3.027,52	3.016,83	3.006,13	2.995,43	2.984,73	2.974,03	2.963,34
32	4.595,42	4.579,13	4.562,83	4.546,54	4.530,24	4.513,94	4.497,65	4.481,35	4.465,06	4.448,76	4.432,47	4.416,18
33	2.855,33	2.844,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2.618,25	2.607,95	2.597,64	2.587,33	-	-	-	-	-	-	-	-
35	55.295,94	50.949,49	50.779,65	50.609,79	50.439,95	50.270,08	50.100,23	49.930,38	49.760,52	49.590,67	49.420,82	49.250,96
36	670,18	667,54	664,91	662,27	-	-	-	-	-	-	-	-



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS
Diretoria Financeira - DF
Departamento de Administração de Investimentos - DFI
Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos - DFIC
Créditos a Receber dos Contratos de Financiamentos Concedidos
Posição Contratual em 31/08/2017 - Valores em R\$

Dados	jan-18	fev-18	mar-18	abr-18	mai-18	jun-18	jul-18	ago-18	set-18	out-18	nov-18	dez-18
37	5.675,72	5.654,45	5.633,21	5.611,95	5.590,69	5.569,44	5.548,17	5.526,92	5.505,67	5.484,41	5.463,15	5.441,89
38	70.039,42	69.804,13	69.568,82	69.333,53	63.120,91	62.909,52	62.698,13	62.486,74	62.275,36	62.063,97	61.852,58	61.641,19
39	41.002,43	40.866,89	39.696,99	39.565,59	39.434,17	39.302,77	39.171,36	39.039,96	38.908,54	36.919,11	36.795,13	36.671,15
40	28.246,32	28.141,93	28.037,53	27.933,14	27.828,74	27.724,35	27.619,95	27.515,54	27.411,15	27.306,75	25.536,08	25.438,35
41	12.666,23	12.623,44	12.580,65	12.537,85	12.495,06	12.452,27	12.409,49	12.366,69	12.323,90	12.281,11	12.238,32	12.195,53
42	12.884,30	12.838,95	12.793,60	12.748,26	12.702,92	12.657,57	12.612,23	12.566,89	9.393,62	9.360,79	9.327,95	9.295,12
43	1.534,08	1.528,94	1.523,81	1.518,69	1.513,55	1.508,42	1.503,29	1.498,16	1.493,03	1.487,89	1.482,77	1.477,64
44	28.936,72	28.822,34	28.707,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	15.117,07	15.062,89	15.008,72	14.954,56	14.900,38	14.846,20	14.792,03	14.737,86	14.683,68	14.629,51	14.575,33	14.521,16
46	1.884.971,67	1.878.402,11	1.871.832,55	1.865.262,99	1.858.693,44	1.852.123,87	1.845.554,32	1.711.813,72	1.705.752,83	1.699.691,97	1.693.631,10	1.687.570,22
47	812.077,58	809.286,29	806.494,99	803.703,72	716.227,96	713.775,43	711.322,88	708.870,33	706.417,78	703.965,24	701.512,69	699.060,14
48	1.467,41	1.462,62	1.457,82	1.453,03	1.448,24	1.443,44	1.438,65	1.433,85	1.429,05	1.424,25	1.419,46	1.414,67
49	4.698,47	4.680,44	2.489,06	2.479,71	2.470,38	2.461,04	2.451,70	2.442,36	2.433,02	2.423,69	819,42	816,46
50	15.976,06	15.924,27	15.872,47	15.820,67	15.768,87	15.717,07	15.665,27	15.613,48	15.561,68	15.509,88	15.458,08	15.406,28
51	16.136,05	16.076,45	16.016,84	15.957,22	15.897,61	15.837,99	15.778,38	15.718,77	15.659,15	15.599,54	15.539,93	15.480,32
52	81.396,90	81.124,27	80.851,62	80.578,98	80.306,35	80.033,70	79.761,07	79.488,42	79.215,78	78.943,15	78.670,51	78.397,87
53	2.455,13	2.445,66	2.436,19	2.426,71	2.417,23	605,21	602,93	600,67	598,41	596,13	593,87	591,61
54	54.805,58	54.620,95	54.436,33	54.251,70	54.067,08	47.246,06	47.090,18	46.488,70	46.334,76	46.180,83	46.026,89	45.872,96
55	2.096,77	2.089,76	2.082,74	2.075,73	2.068,72	2.061,70	2.054,69	2.047,68	2.040,67	2.033,65	2.026,64	2.019,63
56	42.442,55	42.301,07	42.159,57	42.018,08	41.876,59	41.735,09	41.593,61	41.452,12	41.310,62	41.169,13	41.027,65	40.886,15
57	6.306,04	6.285,42	6.264,79	6.244,16	6.223,53	6.202,91	6.182,28	6.161,65	6.141,02	6.120,39	6.099,76	6.079,13
58	2.802,53	2.793,09	2.783,65	2.774,22	2.764,78	2.755,35	2.745,91	2.736,48	2.727,04	2.717,60	2.708,17	2.698,73
59	118.662,06	118.224,18	117.786,32	117.348,46	116.910,58	116.472,72	116.034,85	115.596,98	115.159,11	114.721,25	114.283,38	113.845,51
60	1.176.818,76	983.573,23	980.113,25	976.653,26	966.257,23	962.825,01	959.392,75	955.960,52	952.528,28	949.096,02	945.663,80	942.231,55
61	109.994,09	109.630,14	109.266,19	108.902,25	108.538,29	108.174,34	107.810,38	107.446,44	107.082,49	106.718,53	106.354,58	105.990,64
62	188.290,56	187.621,75	186.952,92	186.284,11	185.615,28	184.946,47	184.277,64	183.608,83	182.940,00	182.271,18	181.602,36	180.933,55
63	155.200,05	154.608,89	130.643,69	130.161,61	129.679,53	129.197,45	128.715,37	128.233,29	127.751,21	127.269,13	126.787,05	126.304,97
64	9.290,54	9.250,37	9.210,21	9.170,04	9.129,87	9.089,70	9.049,53	9.009,36	8.969,19	8.929,02	8.888,85	8.848,69
65	903.103,85	899.776,16	896.448,48	580.480,88	578.403,75	576.326,62	574.249,49	572.172,37	570.095,22	568.018,09	565.940,97	563.863,84
66	163.537,27	162.827,12	162.116,98	161.406,82	160.696,67	159.986,53	159.276,38	158.566,22	157.856,07	157.145,93	156.435,78	155.725,62
67	4.125,87	4.110,42	4.094,97	4.079,51	4.064,06	4.048,61	4.033,16	4.017,70	1.968,65	1.961,33	1.954,02	1.946,70
68	106.717,38	106.290,11	105.862,85	105.435,58	105.008,32	104.581,06	104.153,79	103.726,53	103.299,26	102.872,00	102.444,74	102.017,47
69	1.716,19	1.710,04	1.703,88	1.697,72	1.691,56	1.685,41	1.679,25	1.673,10	908,50	905,38	902,26	899,14
70	169.138,11	168.520,11	167.902,10	144.670,47	144.142,91	143.615,36	143.087,80	142.560,25	142.032,69	141.505,13	140.977,58	140.450,02
71	27.655,78	27.556,66	27.457,57	27.358,48	27.259,36	27.160,26	27.061,16	26.962,04	18.996,27	18.928,62	18.860,99	18.793,35
72	2.247.031,58	2.235.889,24	2.224.746,92	2.213.604,58	2.202.462,24	2.191.319,91	2.180.177,58	2.169.035,24	2.157.892,91	2.146.750,57	2.135.608,24	2.124.465,92
	76.920.393,40	77.098.629,21	89.761.691,09	71.842.645,44	64.518.535,01	64.530.195,14	64.538.073,26	64.239.140,25	80.669.292,27	61.560.088,93	61.385.402,12	55.130.763,92

ANEXO B.III – Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL



Memorando nº 523/2017–SFF/ANEEL

Em 14 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária – SGT
Davi Antunes Lima

Assunto: **Estimativa de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018.**

1. Reporta-se ao Memorando nº 285/2017-SGT/ANEEL¹, de 6 de setembro de 2017, por meio do qual a SGT solicitou previsão de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018.
2. Em atendimento a referida demanda, informa-se que a previsão de arrecadação para RGR no exercício de 2018 é de aproximadamente R\$ 789 milhões, conforme **Anexo I**.
3. Acrescenta-se que a referida estimativa tomou por base o Despacho nº 2.927/2017, que fixa as quotas RGR para o período de julho de 2017 a agosto de 2018, bem como a expectativa de inflação de 2018 para o IGP-M, conforme Relatório Focus de 1 de setembro de 2017, Mediana – top 5, médio prazo, de 4,40% a.a.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.

EBD





(Fl. 02 do Memorando nº 523/2017–SFF/ANEEL, de 14/09 2017)

Anexo I – Estimativa de arrecadação da RGR para agentes de geração e transmissão no exercício de 2018:

Valores em R\$

AGENTES	RGR LÍQUIDA		
	Despacho nº 2.927/2017 Janeiro/2018 a junho/2018	Projeção Julho/2018 a dezembro/2018	TOTAL
GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	391.720.723,41	362.817.619,37	754.538.342,78

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: F78BC57C00411372 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

ANEXO B.IV – Despacho nº 1476/2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 1.476, DE 30 DE MAIO DE 2017.

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.005114/2010-11, decide por deferir parcialmente o Requerimento Administrativo interposto pela Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, em face do Despacho nº 2.585/2016, que deferiu parcialmente o Requerimento Administrativo interposto pela Recorrente, referente ao Despacho nº 1.208/2016, para, mérito determinar à Eletrobras (i) devolver o valor de R\$1.417.481.999,33 (um bilhão, quatrocentos e dezessete milhões, quatrocentos e oitenta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e trinta e três centavos), montante histórico referente à amortização de financiamentos não transferidos pela Eletrobras à Reserva Global de Reversão - RGR, apurados no período de 1998 a 2011, aplicando a atualização monetária baseada nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.022/2017, em parcelas mensais no período de julho de 2017 a Dezembro de 2026, (ii) apresentar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, em até 15 dias após a publicação desta decisão, o valor atualizado do montante de que trata o item anterior e, (iii) devolver ao Fundo RGR os recursos obtidos com a alienação ações da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Centrais Elétricas de Rondônia S.A – CERON e da Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE, limitado a R\$ 506.706.433,66 (quinhentos e seis milhões, setecentos e seis mil, quatrocentos e trinta e três reais e sessenta e seis centavos), atualizado conforme o disposto no § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655/1971; e (iv) a devolução de que trata o item anterior deverá ocorrer em até 30 dias após o recebimento dos recursos pela Eletrobras.

ROMEU DONIZETE RUFINO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 07.06.2017, seção 1, p. 54, v. 154, n. 108.

ANEXO B.V – Despacho nº 84/2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 084, DE 13 DE JANEIRO DE 2017

[Texto Original](#)

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA SUBSTITUTO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais e em conformidade com o que estabelece o Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e Portaria nº 1.047, de 9 de setembro de 2008, tendo em vista o que consta do Processo nº 48500.004351/2016-51 e considerando o Recurso Administrativo interposto pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, decide: (i) determinar à Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras o ressarcimento à conta Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Desenvolvimento Energético – CDE do montante histórico de R\$ 604.239.121,14 (seiscentos e quatro milhões, duzentos e trinta e nove mil, cento e vinte e um reais e quatorze centavos), decorrente de pagamentos de indenizações previstas na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e constantes nos Anexos I e II da Portaria Interministerial nº [580/MME/MF](#), de 1º de novembro de 2012, alterada pela Portaria Interministerial nº [602/MME/MF](#), de 29 de novembro de 2012, efetuados a maior, devendo este montante ser atualizado pelos mesmos índices de correção dispostos na Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012, desde a data em que estes pagamentos foram realizados até a data da efetiva devolução aos citados fundos setoriais; (ii) que a devolução do montante deverá ser realizada em 6 (seis) parcelas mensais iguais, devidamente atualizadas até a data do efetivo pagamento, a partir de 1º de julho de 2017; (iii) revogar o Despacho nº [3.211](#), de 08 de dezembro de 2016.

HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA

ANEXO B.VI – Portaria nº 527/2015



Ministério de Minas e Energia

Consultoria Jurídica

PORTARIA Nº 527, DE 19 DE NOVEMBRO DE 2015.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o que consta no Processo nº 48000.001420/2015-24 resolve:

Art. 1º Definir o valor de indenização, conforme indicado no Anexo I a esta Portaria, referenciado a preços de junho de 2015, para a Usina Hidrelétrica Paranapanema, considerando a depreciação e amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação das instalações e até 30 de junho de 2015, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Art. 2º O recebimento da indenização, de que trata o art. 1º desta Portaria, dar-se-á em parcelas mensais, a serem pagas no prazo de sete anos contados da data do pagamento da primeira parcela.

§ 1º A primeira parcela será paga na segunda quinzena do mês de fevereiro de 2016, condicionada ao recebimento de requerimento específico, pelo Ministério de Minas e Energia, conforme modelo definido no Anexo II desta Portaria.

§ 2º As parcelas mensais de que trata o **caput** serão pagas no dia quinze de cada mês, atualizadas pela Taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC relativa ao mês anterior ao do pagamento.

§ 3º Caso venha a ocorrer a extinção da Taxa SELIC, adotar-se-á outra taxa oficial que venha a substituí-la e, na falta dessa, outra com função similar, conforme definido pelo Poder Concedente.

Art. 3º A Concessionária deverá enviar requerimento, de acordo com o formato constante do Anexo II, no prazo de quinze dias contados da publicação desta Portaria, para receber a indenização prevista no art. 1º.

Parágrafo único. O requerimento encaminhado ao Ministério de Minas e Energia expressa o reconhecimento de que o valor de indenização, estabelecido no Anexo I, é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação à concessão nele indicada e à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata esta Portaria.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO BRAGA

Este texto não substitui o publicado no DOU de 20.11.2015.

ANEXO I

VALOR DE INDENIZAÇÃO PARA CONCESSÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)
011/1999-ANEEL	Empresa Santa Cruz Geração de Energia S.A.	07.614.088/0001-80	Paranapanema	31,5	28.173.648,89

ANEXO II

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Requerimento para o recebimento de indenização

DADOS DA EMPRESA OU CONSÓRCIO REQUERENTE

1) Nome da Empresa ou Consórcio

2) CNPJ (preencher caso enquadre-se como Empresa)

3) Sigla da Empresa ou Consórcio

4) Nome de Representante para Contato

5) CPF do Representante

6) Telefone para Contato

7) E-mail do Contato

8) Endereço da Empresa ou Consórcio

9) Bairro

10) CIDADE

11) UF

12) CEP

EMPREENDIMENTO INDENIZADO

Contrato de Concessão

Usina Hidrelétrica

**Valor da Indenização (R\$)
Referenciado a preços de
junho de 2015**

011/1999-ANEEL

Paranapanema

28.173.648,89

DADOS BANCÁRIOS

Indicar Banco, Agência e Conta Corrente para Depósito do valor da indenização (Instituição Financeira estabelecida em território nacional)

Nº Banco

Nome do Banco

Agência

Conta Corrente

Declaro que o valor de indenização constante deste requerimento é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, referentes ao projeto básico do empreendimento, não restando quaisquer valores a pleitear com relação à concessão nele indicada e à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata este requerimento.

Representante Empresa / Consórcio

Local e Data

ANEXO B.VII – Portaria MME nº 458/2015



Ministério de Minas e Energia

Consultoria Jurídica

PORTARIA Nº 458, DE 1º DE OUTUBRO DE 2015.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e no art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o que consta no Processo nº 48000.001420/2015-24 resolve:

Art. 1º Ficam definidos, na forma do Anexo I a esta Portaria, os valores de indenização, referenciados a preços de junho de 2015, para as usinas hidrelétricas Coronel Domiciano, Ervália e Ilha Solteira, considerando a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação das instalações e até 30 de junho de 2015, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Art. 2º O recebimento da indenização, de que trata o art. 1º desta Portaria, dar-se-á em parcelas mensais a serem pagas no prazo de sete anos contados da data do pagamento da primeira parcela.

§ 1º A primeira parcela será paga na segunda quinzena do mês de fevereiro de 2016, condicionada ao recebimento, pelo Ministério de Minas e Energia, do requerimento cujo modelo consta do Anexo II a esta Portaria.

§ 2º As parcelas mensais de que trata o **caput** serão pagas no dia 15 de cada mês, atualizadas pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC relativa ao mês anterior ao do pagamento.

§ 3º Caso venha a ocorrer a extinção da taxa SELIC, adotar-se-á outra taxa oficial que venha a substituí-la e, na falta dessa, outra com função similar, conforme definido pelo Poder Concedente.

Art. 3º As concessionárias deverão enviar requerimento no formato do Anexo II a esta Portaria, no prazo de quinze dias contados da sua publicação, para receberem a indenização de que trata o art. 1º.

Parágrafo único. O requerimento encaminhado ao Ministério de Minas e Energia expressa o reconhecimento de que o valor de indenização, estabelecido no Anexo I, é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação às concessões nele indicadas ou à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata esta Portaria.

Art. 4º Os aproveitamentos hidrelétricos listados na Portaria MME nº 218, de 15 de maio de 2015, que não tenham apresentado informações de projeto básico suficientes para o cálculo da correspondente indenização, até a data de publicação desta Portaria, terão a respectiva parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados publicada posteriormente.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO BRAGA

Este texto não substitui o publicado no DOU de 2.10.2015.

ANEXO I

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A.	04.677.733/0001-16	Coronel Domiciano	5,04	21.774.210,00
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A.	04.677.733/0001-16	Ervália	6,97	27.382.310,00
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Ilha Solteira	3.444,00	2.027.810,00

ANEXO II

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA Requerimento para o recebimento de indenização											
DADOS DA EMPRESA OU CONSÓRCIO REQUERENTE 1) Nome da Empresa ou Consórcio _____											
2) CNPJ (preencher se enquadrar como Empresa) _____		3) Sigla da Empresa ou Consórcio _____									
4) Nome da Pessoa para Contato _____		5) CPF do Contato _____									
6) Telefone para Contato _____		7) E-mail do Contato _____									
8) Endereço da Empresa ou Consórcio _____											
9) Bairro _____	10) CEP _____	11) Cidade _____	12) UF _____								
EMPREENDIMENTO INDENIZADO <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%; border: none; vertical-align: top;"> Contrato de Concessão Usina Hidrelétrica _____ </td> <td style="width: 50%; border: none; vertical-align: top;"> Valor Indenização (R\$) Referenciado a preços de junho de 2015 _____ </td> </tr> </table>				Contrato de Concessão Usina Hidrelétrica _____	Valor Indenização (R\$) Referenciado a preços de junho de 2015 _____						
Contrato de Concessão Usina Hidrelétrica _____	Valor Indenização (R\$) Referenciado a preços de junho de 2015 _____										
DADOS BANCÁRIOS Indicar Agência e Conta Corrente para Depósito do valor da indenização (Instituição Financeira estabelecida em território nacional) <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 25%; border: none;">Nº Banco</td> <td style="width: 30%; border: none;">Nome do Banco</td> <td style="width: 25%; border: none;">Agência</td> <td style="width: 20%; border: none;">Conta Corrente</td> </tr> <tr> <td style="border: none;">_____</td> <td style="border: none;">_____</td> <td style="border: none;">_____</td> <td style="border: none;">_____</td> </tr> </table>				Nº Banco	Nome do Banco	Agência	Conta Corrente	_____	_____	_____	_____
Nº Banco	Nome do Banco	Agência	Conta Corrente								
_____	_____	_____	_____								
Declaro que o valor de indenização constante deste requerimento é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação às concessões nele indicadas ou à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata este requerimento.											
_____ Representante Empresa/Consórcio		_____ Local e Data									

ANEXO B.VIII – Portaria MME nº 580/2012



**Ministério de Minas e Energia
Gabinete do Ministro**

PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 580/MME/MF, DE 1º DE NOVEMBRO DE 2012.

O MINISTRO DE ESTADO, INTERINO, DE MINAS E ENERGIA E O MINISTRO DE ESTADO DA FAZENDA, no uso das atribuições que lhes conferem o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Considerando:

a) os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para a definição do Valor Novo de Reposição – VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que trata o art. 10 do Decreto nº 7.805, de 2012; e

b) os estudos realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para a definição do Valor Novo de Reposição – VNR das instalações de transmissão de que trata o art. 11 do Decreto nº 7.805, de 2012,

RESOLVEM:

Art. 1º Ficam definidos, na forma do Anexo I a esta Portaria, os valores das indenizações, referenciados a preços de junho de 2012, para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, observado o disposto no art. 9º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Parágrafo único. A indenização referente às usinas hidrelétricas com potência total igual ou inferior a 30 MW, que não tiverem entrado em operação comercial na totalidade de sua potência até 31 de dezembro de 2012, será contemplada na revisão tarifária.

Art. 2º Ficam definidos, na forma do Anexo II a esta Portaria, os valores das indenizações, referenciados a preços de outubro de 2012, das instalações, integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica, enquadradas no art. 6º da aludida Medida Provisória, observado o disposto no art. 9º do Decreto nº 7.805, de 2012.

Art. 3º Os valores das indenizações serão atualizados até a data de seu efetivo pagamento, para as concessionárias, pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA relativo ao mês anterior ao do pagamento, nos termos do parágrafo único do art. 9º do Decreto nº 7.805, de 2012.

Parágrafo único. Caso venha a ocorrer a extinção do IPCA, adotar-se-á outro índice oficial que venha a substituí-lo e, na falta desse, outro com função similar, conforme determinado pelo Poder Concedente.

(Fls. 2 da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012)

Art. 4º Fica facultado ao concessionário o recebimento da indenização de que tratam os arts. 1º e 2º desta Portaria, de acordo com as seguintes alternativas:

I – À vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, atualizada pelo IPCA nos termos do art. 3º;

II – Em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação desta Portaria, atualizadas pelo IPCA nos termos do art. 3º, acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

§ 1º As parcelas mensais de que trata o inciso II deste artigo serão pagas no dia 15 de cada mês, respeitado o prazo mínimo de 45 dias contados da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão para o pagamento da primeira parcela.

§ 2º O concessionário deverá apresentar requerimento ao Ministério de Minas e Energia indicando a alternativa de pagamento de que trata o caput, no prazo para assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do §1º do art. 12 da Medida Provisória nº 579, de 2012.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN
Ministro de Estado, Interino, de Minas e Energia

GUIDO MANTEGA
Ministro de Estado da Fazenda

ANEXO I

Valores de indenização para Concessões de Geração de Energia Elétrica

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)	Início de Operação Comercial
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Ilha Solteira	3.444,00	21.886.060,00	18/07/1973
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Xingó	3.162,00	2.925.318.050,00	16/12/1994
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Paulo Afonso IV	2.462,40	360.472.600,00	01/12/1979
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	1.687.105.590,00	13/06/1988
004/2004-ANEEL	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	23.274.194/0001-19	Marimbondo	1.440,00	64.368.040,00	25/10/1975
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Três Irmãos	807,50	985.691.850,00	28/11/1983
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	84.612.540,00	15/04/1977
004/2004-ANEEL	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	23.274.194/0001-19	Corumbá I	375,00	666.571.570,00	31/10/1996
006/2004-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	72.783.280,00	02/10/1970
002/2012-ANEEL	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE	00.357.038/0001-16	Coaracy Nunes	67,98	35.492.480,00	30/12/1975
048/1999-ANEEL	DME DISTRIBUIÇÃO S.A. - DMED	23.664.303/0001-04	Antas I (Pedro Affonso Junqueira)	8,78	27.187.360,00	1911
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A	04.677.733/0001-16	Ervália	6,97	26.407.480,00	1999
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A	04.677.733/0001-16	Coronel Domiciano	5,04	20.421.790,00	1911
055/1999-ANEEL	Celesc Geração S. A. - CELESC	08.336.804/0001-78	Pery	30,00	98.493.980,00	1965
043/1999-ANEEL	Companhia Hidroelétrica São Patrício	01.377.555/0001-10	Cachoeira do Lavrinha	3,01	854.080,00	1981

ANEXO II

Valores de indenização para Concessões de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MF	Indenização (R\$)
055/2001-ANEEL	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	92.715.812/0001-31	661.085.854,71
063/2001-ANEEL	Celg Geração e Transmissão S.A. - CELG-GT	07.779.299/0001-73	98.740.514,73
006/1997-DNAEE	Cemig Geração e Transmissão S.A. - CEMIG GT	06.981.176/0001-58	285.438.044,29
061/2001-ANEEL	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	33.541.368/0001-16	1.587.160.434,07
060/2001-ANEEL	Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL	04.370.282/0001-70	893.922.937,78
059/2001-ANEEL	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	02.998.611/0001-04	2.891.290.828,50
058/2001-ANEEL	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	00.357.038/0001-16	1.682.267.636,86
057/2001-ANEEL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	00.073.957/0001-68	1.985.568.720,82
062/2001-ANEEL	Furnas - Centrais Elétricas S.A. - FURNAS	23.274.194/0001-19	2.878.027.799,89

ANEXO C.I – Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2018

PEN SISOL 2018

© 2017/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-0138/2017

PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2018

PEN SISOL 2018

Sumário

1	Apresentação	5
2	Introdução	6
3	Conclusões e Recomendações	10
4	Premissas Básicas	12
4.1	Carga Própria	12
4.2	Geração Térmica a Gás Natural	13
4.3	Inclusões e Integrações de Sistemas	13
4.4	Composição da Matriz de Energia Elétrica	14
4.5	Número de Horas de Operação	14
4.6	Cronograma de Manutenção	15
4.7	Limites de Consumo Específico	15
5	Balanços Energéticos	16
5.1	Acre	16
5.2	Amapá	17
5.3	Amazonas	18
5.4	Mato Grosso	22
5.5	Pará	23
5.6	Pernambuco	24
5.7	Rondônia	25
5.8	Roraima	27
5.8.1	Capital	28
5.8.2	Interior	29
6	Síntese dos Resultados	33
6.1	Previsão de Geração Hidráulica	33

6.2	Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa	33
6.3	Importação de Energia	34
6.4	Leilões de Contratação de Energia e Potência	34
6.5	Consumo Previsto por Tipo de Combustível	35
6.6	Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa	36
6.7	Balancos de Energia por Empresa	36
ANEXO I: Sazonalização dos Atendimentos Previstos		38

1 Apresentação

Em 22 de junho de 2016, foi publicada a medida provisória nº 735/2016, que estabelece que a partir de 2017 a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável por gerir os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Tal medida deu origem a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, onde se define, dentre outros temas, que as atividades de previsão de carga e planejamento da operação energética dos Sistemas Isolados serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Estas atividades foram detalhadas no Decreto da Presidência da República nº 9.022, de 03 de abril de 2017, onde foi estabelecido que a previsão de carga e o planejamento da operação energética dos Sistemas Isolados (SISOL) serão regulados por Procedimentos Operacionais Específicos, a serem aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em caráter excepcional, a ANEEL autorizou, por meio do Despacho nº 1.079, de 18 de abril de 2017, o ONS a utilizar os Procedimentos Operacionais supracitados propostos na Audiência Pública nº 19/2017. Tais Procedimentos apresentam as bases para elaboração deste relatório, estabelecendo os objetivos, definições, produtos e responsabilidades dos agentes envolvidos.

Nesse contexto, este é o primeiro relatório de planejamento anual da operação energética dos Sistemas Isolados, consubstanciando no “Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2018 - PEN SISOL 2018”, elaborado pelo ONS com a participação e contribuição dos Agentes detentores de ativos e carga dos Sistemas Isolados, da CCEE e da EPE.

2 Introdução

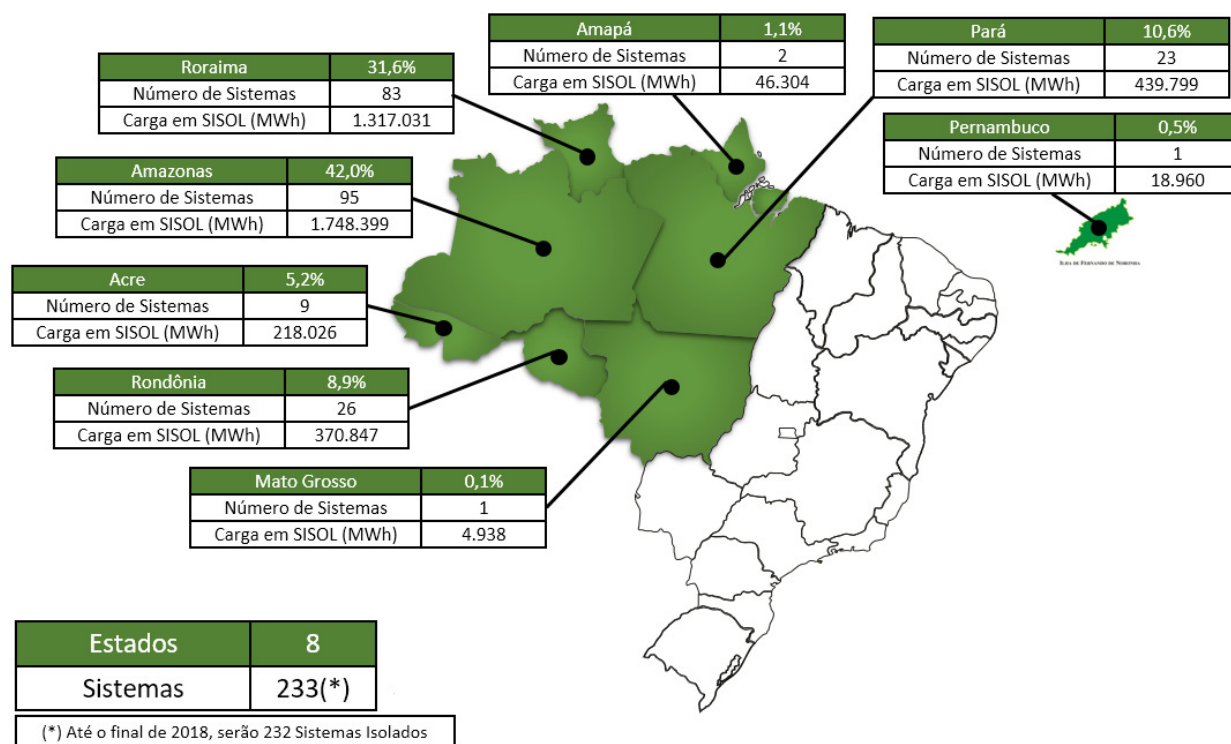
O Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento dos Sistemas Isolados Brasileiros para o próximo ano civil, subsidiando assim a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e a CCEE, no que diz respeito as estimativas de consumo de combustível e montantes de energia a serem supridos por contratos, para a elaboração do Plano Anual de Custos – PAC (CCEE).

Conforme definido no Decreto nº 7.246/2010, Sistemas Isolados são os sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, por razões técnicas ou econômicas.

Na última década, com base em estudos no âmbito do planejamento da expansão, MME/EPE, foi decidida a integração ao SIN das capitais dos estados da região Norte: Rio Branco e Porto Velho, em 2009; e Manaus e Macapá, a partir de 2013, objetivando levar aos consumidores dessas áreas o mesmo padrão de qualidade e confiabilidade de atendimento já existente no SIN. Ressalta-se, no entanto, que embora esteja prevista no Plano Decenal de Energia Elétrica - PDE 2026 a interligação de Boa Vista ao SIN em 2024, restrições econômicas, a grande dispersão de localidades e as características típicas de região de floresta farão com que continue existindo um grande número de Sistemas Isolados de pequeno porte na região amazônica.

Atualmente, existem 233 Sistemas Isolados, localizados principalmente na região norte, compreendendo os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, com distribuição geográfica conforme a Figura 2-1, a seguir.

Figura 2-1: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados – 2018



O atendimento destes Sistemas Isolados baseia-se predominantemente em usinas térmicas que usam como combustível o óleo diesel e caracterizam-se pelo elevado número de unidades geradoras de pequeno porte e pelas grandes dificuldades de logística de abastecimento. Em sistemas com essas características, a geração deve sempre ter capacidade disponível para atender toda a carga a qualquer instante, exigindo uma reserva para fazer frente a eventuais falhas ou variações de carga.

Entretanto, a dimensão e a composição atual destes sistemas são bastante variadas, existindo sistemas de pequeno porte, com demanda máxima de 4 kW, como por exemplo a Maloca Patativa, em Roraima, até sistemas de porte bem mais elevado, como Boa Vista, com demanda máxima de 233.000 kW, atendida inclusive por importação de energia da Venezuela.

No total são 09 agentes responsáveis pelo suprimento de energia a esses sistemas, conforme a Tabela 2-1, a seguir.

Tabela 2-1: Agentes responsáveis pelo suprimento de energia aos Sistemas Isolados

EMPRESA	UF
CEA	AP
CELPA	PA
Eletrobras Distribuição Rondônia	RO
Eletrobras Distribuição Acre	AC
Eletrobras Distribuição Amazonas	AM
Eletrobras Distribuição Roraima	RR
ENERGISA	MT
CELPE	PE
Petrobras Alcoa	PA

Para agosto de 2018 há previsão de integração de um Sistema Isolado ao SIN, o sistema de Monte Dourado, na área de concessão da CELPA. Destaca-se que, no ano de 2017, as localidades de Cachoeira do Arari, Salvaterra e Soure, localizadas no Pará e Paranorte, localizada no Mato Grosso, foram integradas ao SIN e as localidades de Comunidade Marupá e Comunidade Lago Grande, localizadas em Roraima, foram integradas a outros Sistemas Isolados já existentes.

O presente Relatório está estruturado como descrito a seguir, além da Apresentação e Introdução:

Item 4 – Premissas Básicas, onde são apresentadas as principais premissas adotadas, destacando-se:

- A carga própria total prevista dos Sistemas Isolados para 2018, totalizando 475 MWmed, cerca de 0,7% da carga total do Brasil. Tal valor representa uma redução de 1,5% em relação à carga global prevista no Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados de 2017; e
- A composição do parque gerador, que tem por base as informações cadastradas pelos agentes no Sistema de Coleta de Dados – SCD da CCEE e definido por regulações específicas da ANEEL.

Item 5 – Balanços Energéticos, onde são detalhadas as análises por localidade e estado, apresentando balanços de energia e demanda, sendo identificada a necessidade de geração térmica e os respectivos montantes de combustível.

Item 6 – Síntese dos Resultados, onde é apresentada a contribuição de cada fonte no atendimento à carga dos Sistemas Isolados, além da variação das previsões atuais em relação ao previsto no plano anterior e ao efetivamente verificado.

Anexo I – Sazonalização dos Atendimentos Previstos, onde estão contidos os suprimentos previstos e a geração das usinas com discretização em base mensal.

3 Conclusões e Recomendações

Tendo por base as premissas de previsão de carga, aprovadas por todos os agentes e documentadas na Nota Técnica do ONS NT 0089/2017 “Consolidação da Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – Ano 2018”, a carga de 2018 deve atingir montantes de 475 MWmed.

A disponibilidade efetiva de geração cadastrada no SCD/CCEE totaliza 1.370 MW efetivos. Levando-se em consideração os balanços de energia, onde são priorizados os contratos de energia em relação à geração própria de cada localidade isolada, a Tabela 3-1, a seguir, apresenta uma síntese dos resultados que permitirão a CCEE elaborar a previsão de reembolsos no âmbito do Plano Anual de Contas – PAC 2018, em conformidade com a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

Tabela 3-1: Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos

Empresa	Geração Térmica PIE	Geração Térmica Própria		
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	42.790	3.514	1.016	Diesel (m³)
CELPA	381.394	9.160	2.592	Diesel (m³)
EDRR - Capital	0	136.529	38.638	Diesel (m³)
EDRR - Interior	0	14.640	4.609	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Acre	229.597	0	0	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Amazonas	0	1.634.984	453.128	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Amazonas	-	58.644	17,432	GN (MMm³)
Eletrobras Distribuição Amazonas (PIE BK)	43.200	0	0	Biomassa
Eletrobras Distribuição Rondônia	370.847	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA	0	4.938	1.427	Diesel (m³)
CELPE	0	18.960	5.366	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	40.438	11.444	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	8.806	2.492	Diesel (m³)
	1.024.628	1.871.970	518.119	DIESEL (m³)
Total por tipo de Combustível	0	58.644	17,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	1.067.828 (36%)	1.930.614 (64%)		

Da Tabela 3-1 anterior, observa-se que a previsão de geração com base em contratos de energia atinge montantes de 1.024.628 MWh de geração térmica a Diesel e 43.200 MWh de geração térmica a biomassa, o que representa, no total de geração prevista para reembolso da CDE, cerca de 36%. A previsão de geração térmica própria dos Agentes, com uso de óleo Diesel e Gás Natural, representa cerca de 64% do total, atingindo montantes a serem reembolsados de 1.871.970 MWh, equivalentes ao consumo de 518.119 m³ de Diesel, e 58.644 MWh equivalentes ao consumo de 17,432 MMm³ de Gás Natural.

Quando comparados aos montantes do Plano de 2017, os valores previstos para 2018 apresentam um crescimento de 8,9% no consumo de Gás Natural, de 2,1% no consumo de óleo Diesel e a manutenção dos valores previstos para a geração baseada em Biomassa.

A importação de energia da Venezuela continuará tendo um papel de alta relevância no atendimento energético do sistema de Boa Vista no ano de 2018. Para este período a previsão de aumento é de 17,2% nos montantes importados, refletindo, em grande parte, o aumento na carga prevista pela EDRR para a capital.

A aparente dicotomia em relação ao cenário onde há redução de carga concomitante com um aumento do consumo de combustíveis e da importação de energia, é explicada pelo fato de que as cargas reduzidas por interligações ou substituições por contratos de energia para o ano de 2018 são de maior porte, com consumo específico mais baixo, e as cargas que sofreram aumento em suas previsões são menores e com consumo específico mais alto. Tal fato leva a resultados que projetam o uso de maiores montantes de combustíveis, mesmo atendendo a uma carga menor.

Cabe destacar que, até o momento de conclusão dos trabalhos para a elaboração do PEN SISOL 2018, não existe previsão de entrada em operação para os empreendimentos dos lotes para atendimento ao estado do Amazonas vencedores do Leilão de Contratação de Energia e Potência nº 02/2016, conforme o exposto no “Relatório do Acompanhamento das Centrais Termelétricas”, de 15 de setembro de 2017, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL.

De forma a subsidiar uma avaliação de cenário, o ONS elaborou uma análise do atendimento ao Amazonas considerando que os empreendimentos relacionados ao Leilão nº 02/2016 entrassem em operação durante o ano de 2018, nas datas outorgadas, conforme apresentado no Item 6.4 deste relatório. De acordo com a avaliação dos impactos desta premissa, identifica-se que 436.772 MWh do atendimento a esta região seriam deslocados de geração própria, com direito a reembolso de combustível, para suprimento por contratos de energia.

A frustração na substituição da geração térmica própria por contratação de energia e potência no estado do Amazonas, que ocorreria inicialmente ainda no ano de 2018, culminou na manutenção de uma grande parcela das provisões para reembolso de combustível para este estado.

Com base no exposto e considerando às demandas do Inciso II do § 2º do Art. 9º do Decreto 9.022, de 31/03/2017, este Operador recomenda que os resultados apresentados neste PEN SISOL 2018 sejam utilizados como subsídios pela CCEE para a elaboração do Plano Anual de Custos da CCC - PAC para o ano de 2018.

4 Premissas Básicas

A elaboração do PEN SISOL 2018 considera a previsão de geração térmica, baseada no balanço energético entre os requisitos de carga e as disponibilidades de todas as fontes para cada sistema isolado pertencente às concessionárias detentoras de sistemas deste tipo. A previsão de mercado utilizada nos estudos foi consolidada em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e consubstanciada na Nota Técnica NT 0089/2017 “Consolidação da Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – Ano 2018”.

Com base nestas diretrizes, as premissas consideradas na elaboração do PEN SISOL 2018 estão detalhadas neste item.

4.1 Carga Própria

A carga própria prevista para 2018 corresponde a aprovada pela área de previsão de carga do ONS em conjunto com a EPE e totaliza 475 MWmed, o que representa uma redução de 1,5% em relação à carga própria prevista no Plano Anual de Operação do ano anterior. Na Tabela 4-1, a seguir, são apresentados os totais de carga própria de energia, por empresa, previstos para 2018.

Tabela 4-1: Carga Própria de Energia Prevista – 2018 (MWh/MWmed)

EMPRESA	Carga Prevista para 2018	Previsão para o Plano 2017	Variação em relação ao Previsto no Plano 2017
CEA	46.304	42.300	9,5%
CELPA	390.555	439.817	-11,2%
Eletrobras Distribuição Rondônia	370.847	356.767	3,9%
Eletrobras Distribuição Acre	218.026	245.127	-11,1%
Eletrobras Distribuição Amazonas	1.748.399	1.766.132	-1,0%
Eletrobras Distribuição Roraima - Interior (EDRR)	332.496	264.945	0,8%
Eletrobras Distribuição Roraima - Capital (EDRR)	984.535	1.041.970	
ENERGISA	4.938	5.877	-16,0%
CELPE	18.960	17.382	9,1%
Petrobras Alcoa Beneficiamento	40.438	39.664	2,0%
Petrobras Alcoa Porto	8.806	8.634	2,0%
TOTAL (MWh)	4.164.305	4.228.615	-1,5%
TOTAL (MWmed)	475	483	-1,5%

A principal variação positiva observada na Tabela 4-1 anterior, refere-se a elevada previsão de aumento de demanda apresentada pela CEA para a região de sua concessão (9,5%), e as principais variações negativas são observadas nas áreas atendidas pela CELPA e Energisa (-11,2% e -16,0%, respectivamente), decorrentes da integração de algumas localidades ao SIN.

4.2 Geração Térmica a Gás Natural

O atendimento com geração térmica a gás natural está previsto nos sistemas isolados de Anamá, Anori, Caapiranga e Codajás, na área de concessão da Eletrobras Distribuição Amazonas, para todo o ano de 2018.

4.3 Inclusões e Integrações de Sistemas

O planejamento para janeiro de 2018 contempla o atendimento a 233 sistemas isolados, conforme apresentado na Tabela 4-2, a seguir. Está prevista para agosto de 2018 a interligação ao SIN do sistema de Monte Dourado, da CELPA. Desta forma, a projeção para o final de 2018, com a interligação ao SIN de mais 1 sistema, é que existam 232 Sistemas Isolados.

Tabela 4-2: Número de Sistemas Isolados por Empresa em 2018

Empresa	Nº de Sistemas Previstos no Plano 2017	Inclusões para o Plano 2018	Integrações ao SIN em 2017	Integrações a outro SISOL em 2017	Nº de Sistemas Previstos para o Início de 2018	Nº de Sistemas Previstos para o Fim de 2018
CEA	2	0	0	0	2	2
CELPA	24	0	3	0	21	20
Eletrobras Distribuição Roraima - Capital (EDRR)	1	0	0	0	1	1
Eletrobras Distribuição Roraima - Interior (EDRR)	84	0	0	2	82	82
Eletrobras Distribuição Acre	9	0	0	0	9	9
Eletrobras Distribuição Amazonas	94	1	0	0	95	95
Eletrobras Distribuição Rondônia	26	0	0	0	26	26
ENERGISA	2	0	1	0	1	1
CELPE	1	0	0	0	1	1
Petrobras Alcoa Beneficiamento	1	0	0	0	1	1
Petrobras Alcoa Porto	1	0	0	0	1	1
TOTAL	238	1	4	2	233	232

Os sistemas isolados de Cachoeira do Arari, Salvaterra e Soure, localizados no Pará, na área de concessão da CELPA e o sistema de Paranorte, localizado no Mato Grosso, na área de concessão da Energisa, foram integrados ao SIN ao longo do ano de 2017. As localidades de Comunidade Marupá e Comunidade Lago Grande, localizadas em Roraima, foram integradas a outros Sistemas Isolados já existentes em 2017.

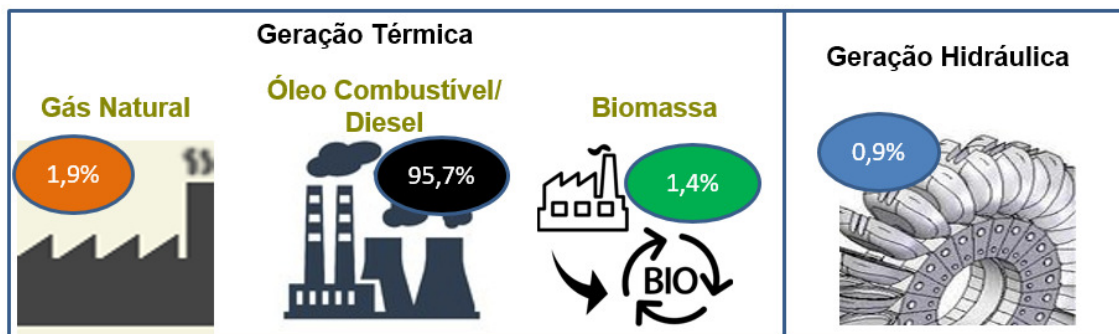
Houve o acréscimo de 1 sistema, previsto para 2018, em relação ao ano anterior. O atendimento a localidade de Camaruã (AM) foi considerada no Plano de 2017, elaborado pela Eletrobras, como um suprimento a partir Tapauá (AM). Entretanto, para o PEN SISOL 2018 a Eletrobras Distribuição Amazonas indicou que a localidade será atendida com geração própria e, portanto, forma um sistema isolado independente.

4.4 Composição da Matriz de Energia Elétrica

Foi adotado, para composição do balanço de atendimento à carga, o parque gerador existente, cadastrado pelos agentes no Sistema de Coleta de Dados – SCD da CCEE, e o planejado para entrar em operação ao longo de 2018, com base nas Resoluções Autorizativas ANEEL nº5.989 e nº5.990 de 2016.

Excetuando-se a importação de energia da parcela gerada no Brasil, a composição da matriz de energia elétrica que atende aos Sistemas Isolados é majoritariamente baseada no óleo Diesel, conforme detalhado na Figura 4-1, a seguir.

Figura 4-1: Composição da Matriz de Energia Elétrica



4.5 Número de Horas de Operação

Foi previsto para o ano de 2018 o atendimento 24 horas por dia a todos os Sistemas Isolados, com exceção no estado de Roraima, onde existem 70 Sistemas Isolados, de um total de 83, que não possuem atendimento 24 horas por dia, conforme apresentado na Tabela 4-3, a seguir.

Tabela 4-3: Localidades não Atendidas 24h em Roraima

Sistema	Tempo de Operação (horas/dia)	Sistema	Tempo de Operação (horas/dia)
Com. Indígena Água Fria	15	Com. Indígena Santa Creuza	8
Com. Indígena Araça da Normandia	12	Com. Indígena Santa Cruz	9
Com. Indígena Bananal	12	Com. Indígena Santa Ines	9
Com. Indígena Boca da Mata	14	Com. Indígena Santa Rosa	9
Com. Indígena Caiú	14	Com. Indígena São Marcos	9
Com. Indígena Caraparu III	6	Com. Indígena Serra do Sol	6
Com. Indígena Caraparu IV	6	Com. Indígena Socó	6
Com. Indígena Catual	8	Com. Indígena Soma	8
Com. Indígena Cobra	6	Com. Indígena Sorocaima	12
Com. Indígena Congresso	4	Com. Indígena Sorocaima II	12
Com. Indígena Darora	12	Com. Indígena Surumú	20
Com. Indígena Enseada	8	Com. Indígena Ticoça	8
Com. Indígena Entroncamento	12	Com. Indígena Vizeu	6
Com. Indígena Flexal	12	Com. Indígena Way-Way-Samauma	8
Com. Indígena Gavião	6	Com. Indígena Xixuaú	12
Com. Indígena Guariba	12	Com. Indígena Xumina	12
Com. Indígena Ingarumã	12	Com. Indígena. Pedra Branca	8
Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	6	Comunidade Indígena Canavial	6
Com. Indígena Maracá	8	Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	6
Com. Indígena Maracanã	12	Vila Cachoeirinha	12
Com. Indígena Maruwai	8	Vila Caicubi	18
Com. Indígena Maturuca	12	Vila Dona Cota	9
Com. Indígena Milagre	8	Vila Floresta	12
Com. Indígena Monte Muria I	12	Vila Itaquera	12
Com. Indígena Monte Muria II	8	Vila Laço Grande	22
Com. Indígena Mutum	14	Vila Panacarca	8
Com. Indígena Napoleão	12	Vila Remanso	12
Com. Indígena Nova Aliança	6	Vila Sacai	18
Com. Indígena Nova Jerusalem	8	Vila Samaúma	10
Com. Indígena Olho d'água	13	Vila Santa Maria do Xeruini	12
Com. Indígena Pacú	8	Vila Santa Maria Velha	12
Com. Indígena Patativa	8	Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	8
Com. Indígena Pedra Preta	12	Vila São Pedro	8
Com. Indígena Perdiz	6	Vila Tanauaú	5
Com. Indígena Sabiá	6	Vila Terra Preta	18

4.6 Cronograma de Manutenção

Com relação ao sistema de atendimento a Boa Vista, nas usinas de Floresta Oliveira, Distrito, Novo Paraíso e Monte Cristo, considerou-se que as manutenções programadas não reduzem a disponibilidade contratada, uma vez que as usinas possuem potência instalada superior à contratada.

Para os sistemas isolados do interior, as empresas declararam que são previstas apenas manutenções programadas de curta duração e que as mesmas não têm impacto no atendimento.

4.7 Limites de Consumo Específico

Os limites de consumo específico são valores para fins de reembolso para cada usina térmica. Os limites considerados neste Plano correspondem aos valores constantes no Anexo III da Resolução Normativa ANEEL nº 427/2011, de 22/02/2011, exceto para as usinas que usufruem de flexibilização específica apontada nos Despachos ANEEL nº 465, de 23/02/2016 e nº 573, de 08/03/2016. Os valores de potência que foram utilizados como insumo para a classificação dos limites de consumo específico são os cadastrados no sistema SCD da CCEE.

5 Balanços Energéticos

5.1 Acre

A Eletrobras Distribuição Acre é a empresa distribuidora responsável pelo atendimento no estado do Acre, sendo que neste PEN SISOL 2018 está contemplado o atendimento a 9 Sistemas Isolados, sendo todos atendidos por contratos de fornecimento de energia, conforme apresentado na Figura 5-1 e detalhado na Tabela 5-1, a seguir.

Figura 5-1: Sistemas – Eletrobras Distribuição Acre

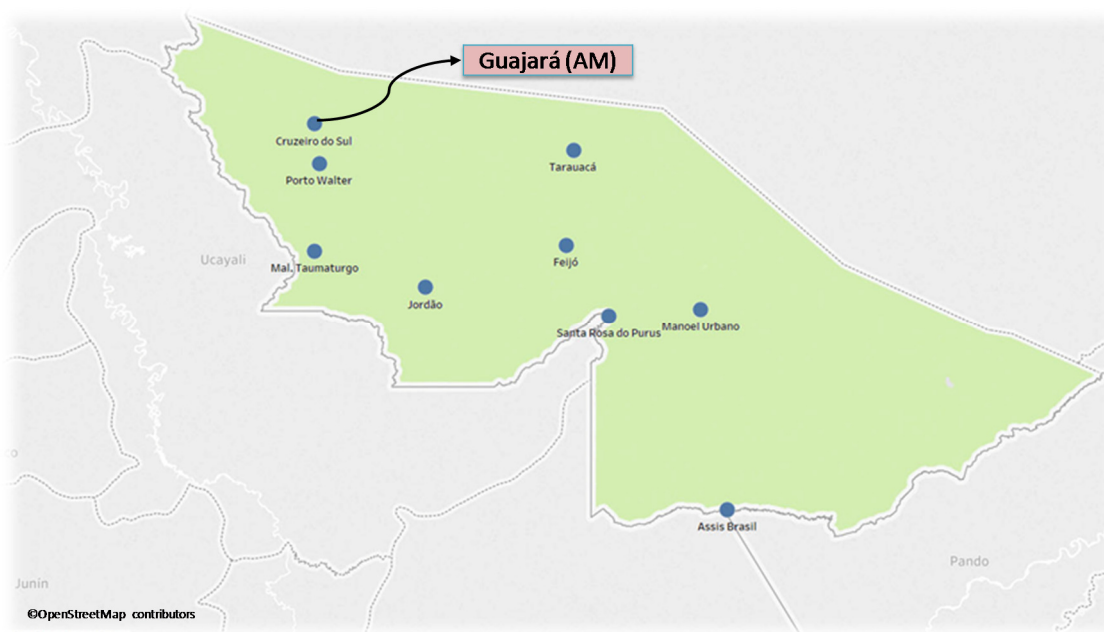


Tabela 5-1: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Eletrobras Dist. Acre

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE.PE.AC.034375	Assis Brasil - TECG	6.046	0,69	1,22	PIE
UTE.PE.AC.034374	Feijó – CEA	21.705	2,48	4,32	PIE
UTE.PE.AC.034414	Jordão – BBF Acre	2.510	0,29	0,59	PIE
UTE.PE.AC.034376	Manoel Urbano - TECG	6.539	0,75	1,33	PIE
UTE.PE.AC.034412	Marechal Thaumaturgo – BBF Acre	5.428	0,62	1,13	PIE
UTE.PE.AC.034413	Porto Walter – BBF Acre	4.098	0,47	0,88	PIE
UTE.PE.AC.034415	Santa Rosa do Purus – BBF Acre	2.108	0,24	0,47	PIE
UTE.PE.AC.034373	Tarauacá – CEA	27.360	3,12	5,43	PIE
UTE.PE.AC.034372	Cruzeiro do Sul CEA	153.804	17,56	31,18	PIE
TOTAL		229.597	26,210	46,6	0,00

A UTE Cruzeiro do Sul tem uma geração prevista para 2018 superior à carga do Sistema Isolado de Cruzeiro do Sul pelo fato da localidade de Guajará (AM), localizada na área de concessão da Amazonas Energia, ser abastecida com suprimento a partir de Cruzeiro do Sul (AC).

5.2 Amapá

A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no interior do Amapá, sendo que neste PEN SISOL 2018 está contemplado o atendimento a 2 Sistemas Isolados, conforme apresentado na Figura 5-2 e detalhado na Tabela 5-2, a seguir. O atendimento ao sistema de Oiapoque, em decorrência do Leilão nº 001/2014-ANEEL, ficou sob responsabilidade do Consórcio Oiapoque Energia – COEN. Em Lourenço (Calçoene/AM), a carga permanecerá sendo suprida por meio de parque térmico, à base de óleo diesel, pertencente à própria empresa distribuidora.

Figura 5-2: Sistemas – CEA



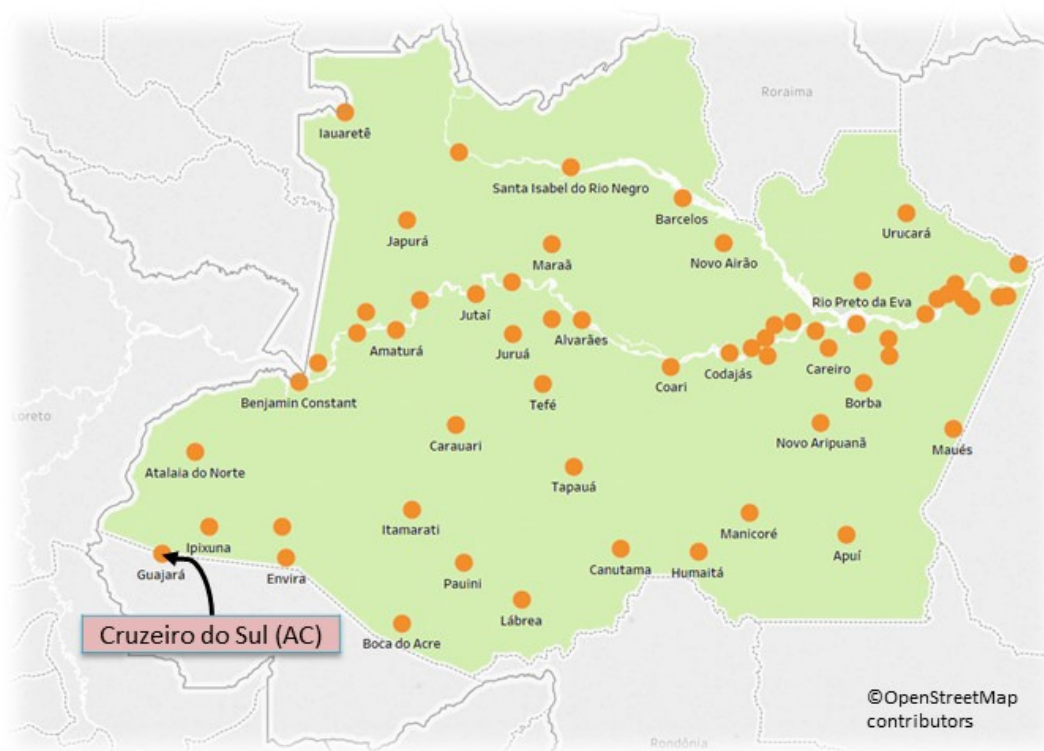
Tabela 5-2: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CEA

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
UTE.PE.AP.001339	Lourenço	3.514	0,40	0,64	1.016
UTE.PE.AP.032304	Oiapoque COEN	42.790	4,88	7,21	PIE
TOTAL		46.304	5,29	7,85	1.016

5.3 Amazonas

A Eletrobras Distribuição Amazonas é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas, sendo que para 2018 estão contemplados os atendimentos a 95 Sistemas Isolados, conforme apresentado na Figura 5-3, a seguir.

Figura 5-3: Sistemas – Eletrobras Distribuição Amazonas



O Sistema Isolado de Guajará, no estado do Amazonas, será suprido em 2018 a partir de geração térmica localizada em Cruzeiro do Sul, no Acre. Para este fim, está planejado o suprimento conforme o disposto na Tabela 5-3, a seguir.

Tabela 5-3: Suprimento de Energia – ELB Dist. Amazonas

Supridor	Localidade	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)
ELB Acre	Guajará	11.571	1,321	2,493

Com relação ao atendimento para 2018, cabe ressaltar que até o momento de conclusão dos trabalhos para a elaboração do PEN SISOL 2018, não existe previsão de entrada em operação para os empreendimentos dos lotes para atendimento ao estado do Amazonas vencedores do Leilão de Contratação de Energia e Potência nº 02/2016, conforme o exposto no “Relatório do Acompanhamento das Centrais Termelétricas”, de 15 de setembro de 2017, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL.

Com base nestas informações, a Tabela 5-4 (GN), a seguir, apresenta a estimativa de geração térmica e o consumo equivalente de Gás Natural e a Tabela 5-5 (Diesel), também a seguir, apresenta a estimativa de geração térmica e o consumo equivalente de óleo Diesel.

Tabela 5-4: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (GN) – ELB Dist. Amazonas

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	MMm ³
UTE.GN.AM.000340	Caapiranga	9.442	1,078	1,952	2,73
UTE.GN.AM.000788	Codajás	23.182	2,646	4,038	6,56
UTE.GN.AM.029942	Gás Anamá	10.827	1,236	2,403	3,13
UTE.GN.AM.029941	Gás Anori	15.194	1,734	2,720	5,01
TOTAL		58.644	6,695	11,1	17,43

Tabela 5-5 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – ELB Dist. Amazonas

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE.PE.AM.000063	Alterosa	1.141	0,130	0,346	398
UTE.PE.AM.000082	Alvarães	11.722	1,338	2,094	3.470
UTE.PE.AM.000087	Amaturá	6.929	0,791	1,298	2.051
UTE.PE.AM.000124	Apuí	20.984	2,395	4,365	5.938
UTE.PE.AM.027892	Arara	731	0,083	0,166	255
UTE.PE.AM.000175	Autazes	33.925	3,873	7,028	9.601
UTE.PE.AM.030665	Auxiliadora	1.163	0,133	0,317	406
UTE.PE.AM.000181	Axinim	1.377	0,157	0,325	453
UTE.PE.AM.000201	Barcelos	17.712	2,022	3,592	5.012
UTE.PE.AM.000230	Barreirinha	16.257	1,856	2,968	4.698
UTE.PE.AM.000247	Belém do Solimões	2.091	0,239	0,337	688
UTE.PE.AM.029491	Belo Monte	667	0,076	0,147	233
UTE.PE.AM.000253	Benjamin Constant	33.105	3,779	6,364	9.369
UTE.PE.AM.000258	Beruri	13.169	1,503	2,683	3.806
UTE.PE.AM.000259	Betânia	1.504	0,172	0,406	495
UTE.PE.AM.000270	Boa Vista do Ramos	15.463	1,765	3,006	4.469
UTE.PE.AM.000274	Boca do Acre	35.482	4,050	6,797	10.041
UTE.PE.AM.000297	Borba	26.066	2,976	4,930	7.377
UTE.PE.AM.000349	Caburi	4.910	0,561	1,025	1.419
UTE.PE.AM.029534	Camaruã	546	0,062	0,135	221
UTE.PE.AM.000614	Campinas	1.056	0,121	0,252	369
UTE.PE.AM.000650	Canutama	8.462	0,966	1,534	2.445
UTE.PE.AM.000671	Carauari	26.682	3,046	4,925	7.551
UTE.PE.AM.000677	Careiro da Várzea	10.154	1,159	1,983	2.874
UTE.PE.AM.029486	Carvoeiro	132	0,015	0,035	46
UTE.PE.AM.000715	Castanho	63.977	7,303	13,067	18.106
UTE.PE.AM.000730	Caviana	2.115	0,241	0,380	696
UTE.PE.AM.000784	Coari	98.247	11,215	18,861	27.804
UTE.PE.AM.027152	Cucuí	1.151	0,131	0,260	379
UTE.PE.AM.027087	Eirunepé	25.245	2,882	4,456	7.144
UTE.PE.AM.000891	Envira	12.089	1,380	2,620	3.578
UTE.PE.AM.000915	Estirão do Equador	644	0,073	0,109	225
UTE.PE.AM.027893	Feijóal	2.621	0,299	0,685	862
UTE.PE.AM.000972	Fonte Boa	20.328	2,321	4,148	5.753
UTE.PE.AM.001090	Humaitá	66.609	7,604	12,367	18.850
UTE.PE.AM.001093	Iauaretê	1.302	0,149	0,278	428
UTE.PE.AM.001138	Ipiranga	521	0,060	0,106	172
UTE.PE.AM.001139	Ipixuna	10.141	1,158	1,972	3.002
UTE.PE.AM.001166	Itamarati	7.677	0,876	1,418	2.272
UTE.PE.AM.027058	Itapiranga	15.419	1,760	2,882	4.456
UTE.PE.AM.029535	Itapuru	402	0,046	0,095	140
UTE.PE.AM.001234	Japurá	631	0,072	0,125	220
UTE.PE.AM.001283	Juruá	7.876	0,899	1,467	2.331
UTE.PE.AM.001288	Jutaí	16.438	1,877	3,073	4.652
UTE.PE.AM.001291	Lábrea	35.887	4,097	6,143	10.156
UTE.PE.AM.001329	Limoeiro	5.614	0,641	1,009	1.662
UTE.PE.AM.029577	Lindoia	5.997	0,685	1,893	1.733
UTE.PE.AM.001389	Manaquiri	20.414	2,330	3,755	5.777

**Tabela 5-5 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – ELB
Distribuição Amazonas**

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE.PE.AM.001397	Manicoré	35.595	4,063	6,348	10.073
UTE.PE.AM.001403	Maraã	11.837	1,351	2,412	3.504
UTE.PE.AM.029495	Matupi	18.302	2,089	4,420	5.179
UTE.PE.AM.001445	Maués	52.324	5,973	8,856	14.808
UTE.PE.AM.029323	Moura	788	0,090	0,185	259
UTE.PE.AM.001519	Murituba	329	0,038	0,083	108
UTE.PE.AM.001535	Nhamundá	18.681	2,133	3,469	5.287
UTE.PE.AM.001571	Nova Olinda do Norte	27.969	3,193	4,853	7.915
UTE.PE.AM.001581	Novo Airão	20.225	2,309	3,717	5.724
UTE.PE.AM.000145	Novo Aripuanã	20.822	2,377	3,733	5.893
UTE.PE.AM.001583	Novo Céu	13.133	1,499	2,506	3.795
UTE.PE.AM.001591	Novo Remanso	18.364	2,096	3,677	5.197
UTE.PE.AM.027735	Palmeiras	552	0,063	0,103	182
UTE.PE.AM.029536	Paraua	1.111	0,127	0,266	365
UTE.PE.AM.001989	Parintins	138.247	15,782	25,816	29.032
UTE.PE.AM.002009	Pauini	10.459	1,194	1,847	3.023
UTE.PE.AM.002022	Pedras	1.924	0,220	0,397	633
UTE.PE.AM.029185	Rio Preto da Eva	49.698	5,673	8,907	14.065
UTE.PE.AM.003027	Sacambu	1.273	0,145	0,253	419
UTE.PE.AM.002779	Santa Isabel do Rio Negro	9.380	1,071	1,672	2.711
UTE.PE.AM.029213	Santa Rita do Weil	3.259	0,372	0,655	1.072
UTE.PE.AM.029494	Santana do Uatumã	730	0,083	0,145	255
UTE.PE.AM.026795	Santo Antônio do Içá	17.722	2,023	2,841	5.015
UTE.PE.AM.027073	São Gabriel da Cachoeira	38.430	4,387	6,804	10.876
UTE.PE.AM.026880	São Paulo de Olivença	14.367	1,640	2,762	4.253
UTE.PE.AM.002701	São Sebastião do Uatumã	8.477	0,968	1,564	2.450
UTE.PE.AM.027132	Silves	8.769	1,001	1,613	2.534
UTE.PE.AM.029485	Sucundurí	916	0,105	0,222	320
UTE.PE.AM.002790	Tabatinga	66.953	7,643	12,054	18.948
UTE.PE.AM.002812	Tapauá	15.983	1,825	2,899	4.619
UTE.PE.AM.002829	Tefé	91.111	10,401	16,225	25.784
UTE.PE.AM.002859	Tonantins	10.359	1,183	1,832	3.066
UTE.PE.AM.002890	Tuiue	2.064	0,236	0,386	679
UTE.PE.AM.027088	Uarini	11.600	1,324	2,003	3.434
UTE.PE.AM.002911	Urucará	17.927	2,046	3,072	5.073
UTE.PE.AM.027086	Urucurituba	17.616	2,011	3,010	5.091
UTE.PE.AM.002986	Vila Amazônia	7.973	0,910	1,680	2.304
UTE.PE.AM.027971	Vila Augusto Monte Negro	1.572	0,179	0,375	549
UTE.PE.AM.002991	Vila Bittencourt	776	0,089	0,149	255
UTE.PE.AM.002994	Vila Caiambé	2.492	0,285	0,606	820
UTE.PE.AM.027548	Vila Urucurituba	732	0,084	0,171	241
UTE.PE.AM.001157	Itacoatiara	131.364	14,996	32,430	33.235
UTE.FL.AM.028348	Itacoatiara	43.200	4,932		PIE
TOTAL		1.678.184	191,574	315,2	453.128

Com o objetivo de subsidiar uma avaliação de cenário, o ONS elaborou uma análise do atendimento ao Amazonas considerando que os empreendimentos relacionados

ao Leilão nº 002/2016 entrassem em operação durante o ano de 2018, de acordo com as datas originais de outorga, conforme é apresentado no item 6.4 do presente relatório.

5.4 Mato Grosso

O estado do mato Grosso é atendido quase integralmente pelo Sistema Interligado Nacional. Para o PEN SISOL 2018, com a interligação da localidade de Paranorte em 2017, restou apenas um Sistema Isolado, localizado no interior do estado, na área de concessão da Energisa Mato Grosso, com previsões para o ano de 2018, conforme apresentado na Figura 5-4 e disposto na Tabela 5-6, a seguir.

Figura 5-4: Sistema – Energisa MT

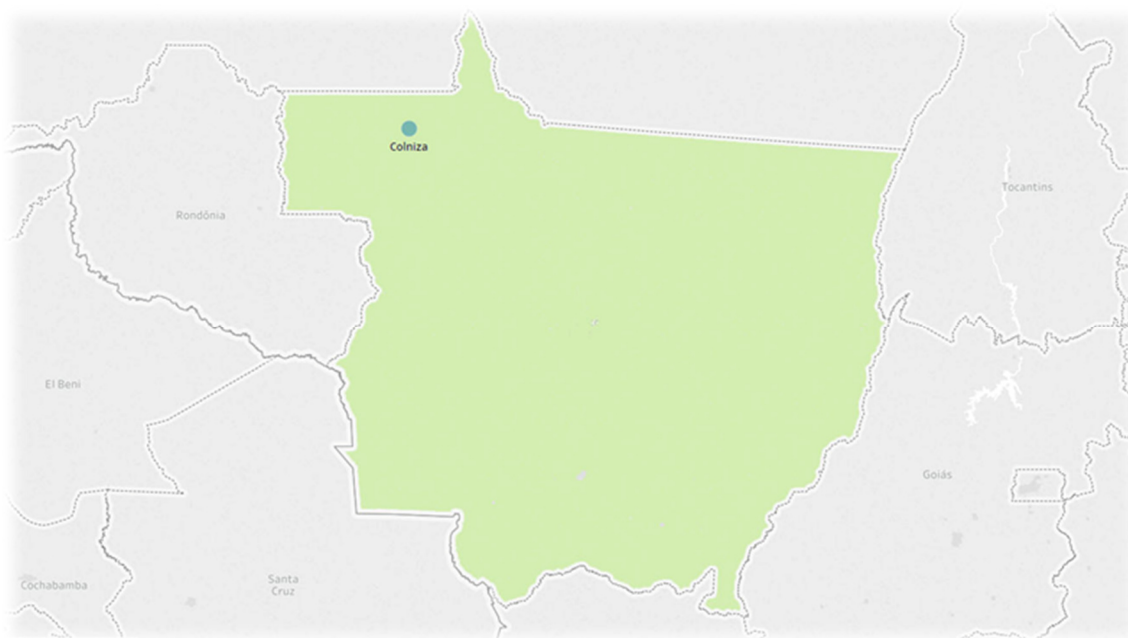


Tabela 5-6: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa MT

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE.PE.MT.029365	Guariba	4.938	0,56	1,04	1.427,07

5.5 Pará

A Centrais Elétricas do Pará (CELPA) é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no Pará, sendo que neste PEN SISOL 2018 estão contemplados os atendimentos a 21 Sistemas Isolados, sendo 20 com atendimento baseado em contratos de energia com PIE (Consórcio Energia do Pará), e apenas 1 com geração térmica própria, que é o sistema de Monte Dourado. Este sistema remanescente tem interligação ao SIN prevista para agosto de 2018. Na Figura 5-5 são apresentados os principais sistemas e a geração térmica correspondente é detalhada na Tabela 5-7, a seguir.

Ainda dentro do estado do Pará, a Petrobras Distribuidora é responsável pelo atendimento aos Sistemas Alcoa Beneficiamento e Alcoa Porto, conforme Tabela 5-8, a seguir.

Figura 5-5: Sistemas – CELPA e Petrobras

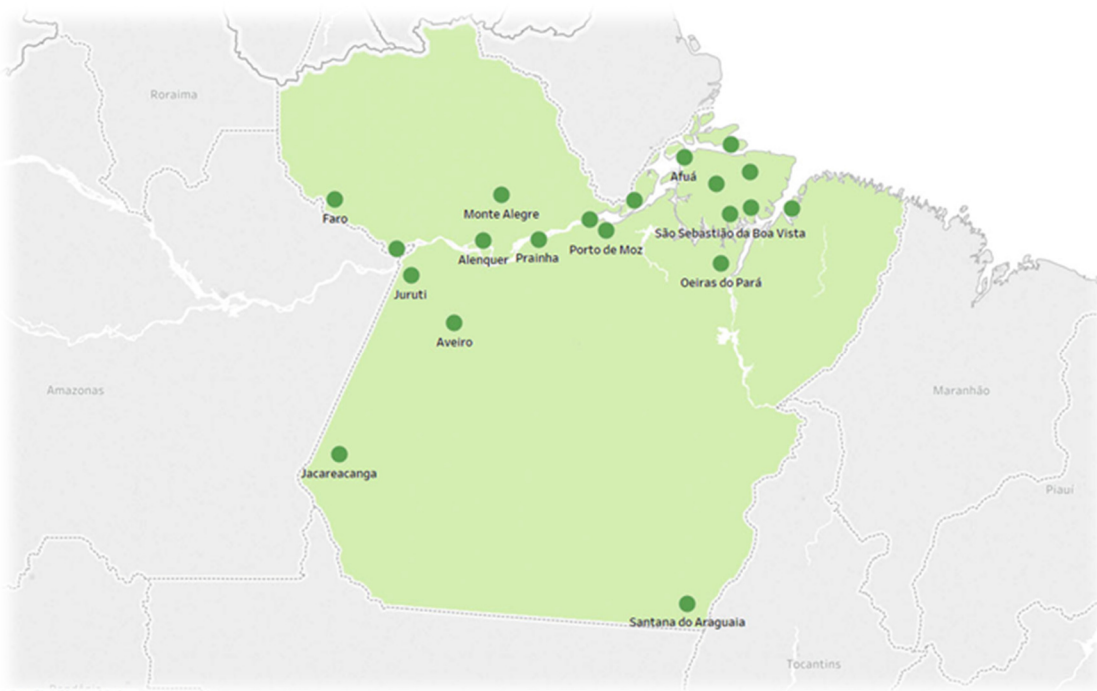


Tabela 5-7: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – CELPA

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE. PE. PA. 035706	Afuá – CEPA	10.462	1,19	1,91	PIE
UTE. PE. PA. 035707	Alenquer – CEPA	44.038	5,03	8,14	PIE
UTE. PE. PA. 035708	Almeirim – CEPA	19.672	2,25	3,56	PIE
UTE. PE. PA. 035710	Aveiro – CEPA	2.582	0,29	0,43	PIE
UTE. PE. PA. 035712	Chaves – CEPA	3.409	0,39	0,60	PIE
UTE. PE. PA. 035714	Faro – CEPA	5.375	0,61	0,92	PIE
UTE. PE. PA. 035715	Gurupá – CEPA	12.833	1,46	2,08	PIE
UTE. PE. PA. 035716	Jacareacanga – CEPA	10.704	1,22	1,80	PIE
UTE. PE. PA. 035717	Juruti – CEPA	49.654	5,67	8,19	PIE
UTE. PE. PA. 035718	Monte Alegre – CEPA	51.899	5,92	8,99	PIE
UTE. PE. PA. 035719	Muaná – CEPA	16.312	1,86	2,87	PIE
UTE. PE. PA. 035720	Oeiras do Pará – CEPA	11.918	1,36	2,02	PIE
UTE. PE. PA. 035721	Porto de Moz – CEPA	21.532	2,46	3,50	PIE
UTE. PE. PA. 035722	Prainha – CEPA	11.209	1,28	1,86	PIE
UTE. PE. PA. 035724	Santa Cruz do Arari – CEPA	4.109	0,47	0,78	PIE
UTE. PE. PA. 035725	Santana do Araguaia – CEPA	55.287	6,31	9,82	PIE
UTE. PE. PA. 035726	São Sebastião da Boa Vista – CEPA	14.527	1,66	2,51	PIE
UTE. PE. PA. 035728	Terra Santa – CEPA	18.124	2,07	3,36	PIE
UTE. PE. PA. 035709	Anajás – CEPA	11.460	1,31	1,83	PIE
UTE. PE. PA. 035713	Cotijuba – CEPA	6.288	0,72	1,65	PIE
UTE. PE. PA. 001495	Monte Dourado	9.160	1,05	2,39	2.592
TOTAL		390.555	44,58	69,20	2.592

Tabela 5-8: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Petrobras

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE. PE. PA. 030167	Alcoa Beneficiamento	40.438	4,62	5,90	11.444
UTE. PE. PA. 030168	Alcoa Porto	8.806	1,01	2,70	2.492
TOTAL		49.244	5,62	8,60	13.936

5.6 Pernambuco

A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) é a empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao Sistema Isolado insular de Fernando de Noronha, com valores previstos para o ano de 2018 conforme exposto na Figura 5-6 e detalhado na Tabela 5-9, a seguir.

Figura 5-6: Sistema – CELPE

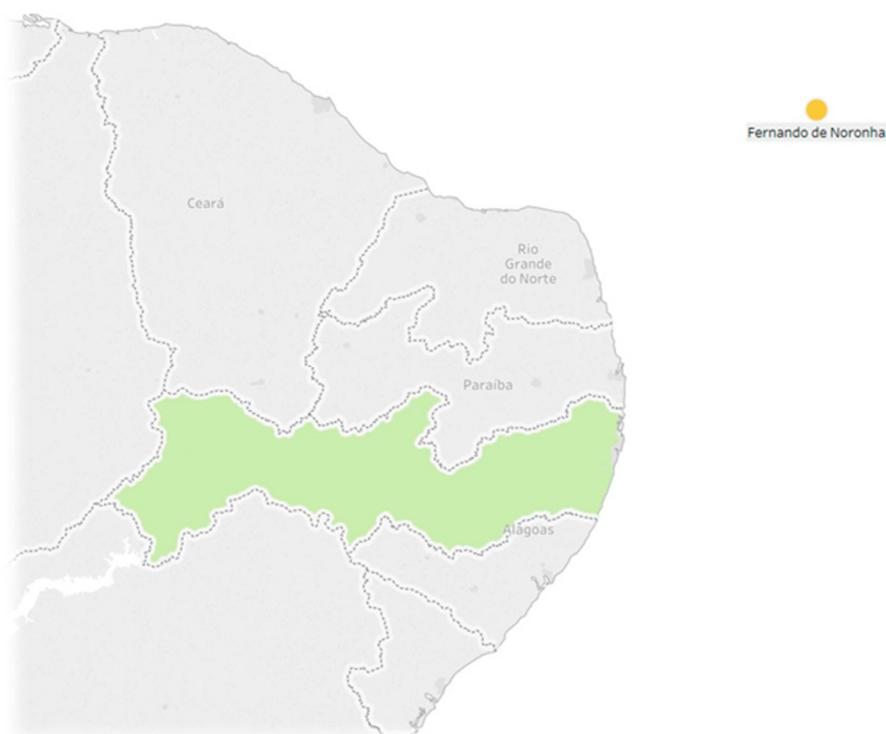


Tabela 5-9: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CELPE

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m ³
UTE.PE.PE.002887	Tubarão	18.960	2,16	3,21	5.366

5.7 Rondônia

A Eletrobras Distribuição Rondônia é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica em Rondônia, sendo que para o ano de 2018 estão contemplados os atendimentos a 26 sistemas isolados, todos a partir de contratos de fornecimento de energia. Os principais pontos de atendimento são exibidos na Figura 5-7 e o detalhamento da geração prevista apresentado na Tabela 5-10, a seguir.

Figura 5-7: Sistemas – Eletrobras Distribuição Rondônia



Tabela 5-10: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Dist. Rondônia

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
UTE.PE.RO.034416	Calama – BBF RO	3.007	0,34	0,60	PIE
UTE.PE.RO.032285	CNH Alvorada do Oeste	21.645	2,47	3,85	PIE
UTE.PE.RO.032286	CNH Buritis	90.697	10,35	15,96	PIE
UTE.PE.RO.032287	CNH Campo Novo	9.145	1,04	1,56	PIE
UTE.PE.RO.032289	CNH Costa Marques	18.020	2,06	3,55	PIE
UTE.PE.RO.032290	CNH Cujubim	32.736	3,74	7,71	PIE
UTE.PE.RO.032283	CNH Distrito de Triunfo	14.532	1,66	3,91	PIE
UTE.PE.RO.032299	CNH Izidolandia	1.331	0,15	0,21	PIE
UTE.PE.RO.032291	CNH Machadinho	57.202	6,53	10,01	PIE
UTE.PE.RO.032292	CNH Nova Califórnia	8.710	0,99	2,35	PIE
UTE.PE.RO.032300	CNH Pacarana	3.943	0,45	1,22	PIE
UTE.PE.RO.032293	CNH São Francisco	36.122	4,12	6,62	PIE
UTE.PE.RO.032284	CNH União Bandeirantes	13.903	1,59	2,99	PIE
UTE.PE.RO.032298	CNH Urucumacua	1.522	0,17	0,31	PIE
UTE.PE.RO.032294	CNH Vale do Anari	14.159	1,62	2,62	PIE
UTE.PE.RO.032296	CNH Vila Extrema	15.676	1,79	3,04	PIE
UTE.PE.RO.032297	CNH Vista Alegre	22.222	2,54	5,70	PIE
UTE.PE.RO.034417	Conceição da Galera – BBF RO	103	0,01	0,02	PIE
UTE.PE.RO.034418	Demarcação – BBF RO	270	0,03	0,07	PIE
UTE.PE.RO.034419	Maici – BBF RO	27	0,00	0,01	PIE
UTE.PE.RO.034420	Nazaré – BBF RO	932	0,11	0,28	PIE
UTE.PE.RO.034423	Pedras Negras BBF RO	215	0,02	0,06	PIE
UTE.PE.RO.034424	Rolim de Moura do Guaporé – BBF RO	1.123	0,13	0,26	PIE
UTE.PE.RO.034421	Santa Catarina – BBF RO	239	0,03	0,05	PIE
UTE.PE.RO.034422	São Carlos – BBF RO	2.343	0,27	0,45	PIE
UTE.PE.RO.034425	Surpresa – BBF RO	1.024	0,12	0,23	PIE
TOTAL		370.847	42,334	73,7	0,00

5.8 Roraima

A partir do início do ano de 2017 a Eletrobras Distribuição Roraima (EDRR) assumiu também a responsabilidade pelo fornecimento de energia para o interior do estado de Roraima, em adição à capital Boa Vista, englobando a área que antes era atendida pela Companhia Energética de Roraima (CER). Nesta nova configuração, a EDRR é a distribuidora responsável pelo atendimento a todo estado de Roraima.

Tendo em vista este histórico, e dada a especificidade do atendimento a capital Boa Vista, o atendimento aos sistemas de Roraima é apresentado de forma separada, contemplando o atendimento a capital e ao interior em itens distintos.

5.8.1 Capital

O atendimento a Boa Vista é composto de diversos elementos, havendo nesta localidade a importação de energia da Venezuela (CORPOELEC), geração térmica local composta por 4 usinas (Floresta, Distrito, Novo Paraíso e Monte Cristo) e ainda o fornecimento de energia a partir de Boa Vista a 6 localidades no interior do estado (Alto Alegre, Bonfim, Caracaraí, Mucajaí, Normandia e Rorainópolis).

Na Tabela 5-11, a seguir, é apresentado o balanço de energia, com os valores planejados para 2018 de fornecimento ao interior, recebimento de energia da Venezuela e geração de cada uma das usinas que compõem o atendimento da carga no Sistema Isolado de Boa Vista.

Tabela 5-11: Energia: Carga, Intercâmbios e Geração Local em Boa Vista – Eletrobras Distribuição Roraima

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)					
	Carga (Boa Vista)	Suprimento a Outras Localidades	Requisito Total	Recebimento CORPOELEC	Geração Térmica Local				
					Floresta Oliveira	Distrito	Novo Paraíso	Monte Cristo	Geração Total Prevista
Jan	78.585	24.025	102.611	90.421	2.232	4.464	2.517	2.976	12.189
Fev	74.396	21.881	96.277	85.900	2.016	4.032	2.312	2.016	10.376
Mar	81.348	23.797	105.144	91.552	2.604	5.208	2.804	2.976	13.592
Abr	85.166	22.511	107.678	96.073	2.160	4.320	2.245	2.880	11.605
Mai	80.331	22.279	102.611	91.552	2.604	3.720	2.232	2.503	11.059
Jun	77.660	21.150	98.810	88.161	2.520	3.600	2.370	2.160	10.649
Jul	73.770	22.506	96.277	87.031	1.488	2.976	2.550	2.232	9.246
Ago	77.141	22.936	100.077	88.161	2.232	4.464	2.988	2.232	11.916
Set	86.240	23.971	110.211	99.464	2.520	3.600	2.467	2.160	10.748
Out	93.617	25.462	119.079	106.245	2.232	4.464	3.162	2.976	12.834
Nov	88.925	25.087	114.012	101.724	2.160	4.320	2.928	2.880	12.288
Dez	87.355	26.657	114.012	103.985	1.860	2.976	2.959	2.232	10.027
TOTAL	984.535	282.262	1.266.797	1.130.268	26.628	48.144	31.533	30.223	136.529

Com relação ao balanço de demanda, apresentado na Tabela 5-12, a seguir, cabe ressaltar que caso haja uma indisponibilidade do recebimento de energia da CORPOELEC (Venezuela), dependendo do consumo no momento da falha neste suprimento, pode haver necessidade de corte de carga por insuficiência de capacidade na geração térmica local para manter o atendimento.

Tabela 5-12: Demanda: Carga, Intercâmbios e Geração Local em Boa Vista – Eletrobras Distribuição Roraima

Mês	Requisito (MWh/h)	Recurso (MWh/h)						Balanço (MWh/h)	
	Requisito Total Máximo	Recebimento CORPOELEC	Geração Térmica Local					Atendimento com GT Local + Recebimento	Atendimento com GT Local
			Floresta	Distrito	Novo Paraíso	Monte Cristo *	Geração Máxima		
Jan	204,9	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	141,7	11,7
Fev	220,4	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	126,2	-3,8
Mar	206,3	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	140,3	10,3
Abr	232,2	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	114,4	-15,6
Mai	220,0	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	126,6	-3,4
Jun	208,9	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	137,7	7,7
Jul	211,8	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	134,8	4,8
Ago	204,4	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	142,2	12,2
Set	224,1	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	122,5	-7,5
Out	233,0	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	113,6	-16,4
Nov	232,9	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	113,7	-16,3
Dez	229,1	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	117,5	-12,5
MÁXIMO	233,0	130,0	40,0	40,0	12,0	124,6	216,6	113,6	-16,4

* Contrato inicial de 97,1 MW mais o aditivo de 27,5 MW

Na Tabela 5-13, a seguir, são referenciadas as usinas térmicas utilizadas para o fechamento do atendimento da carga no sistema Boa Vista.

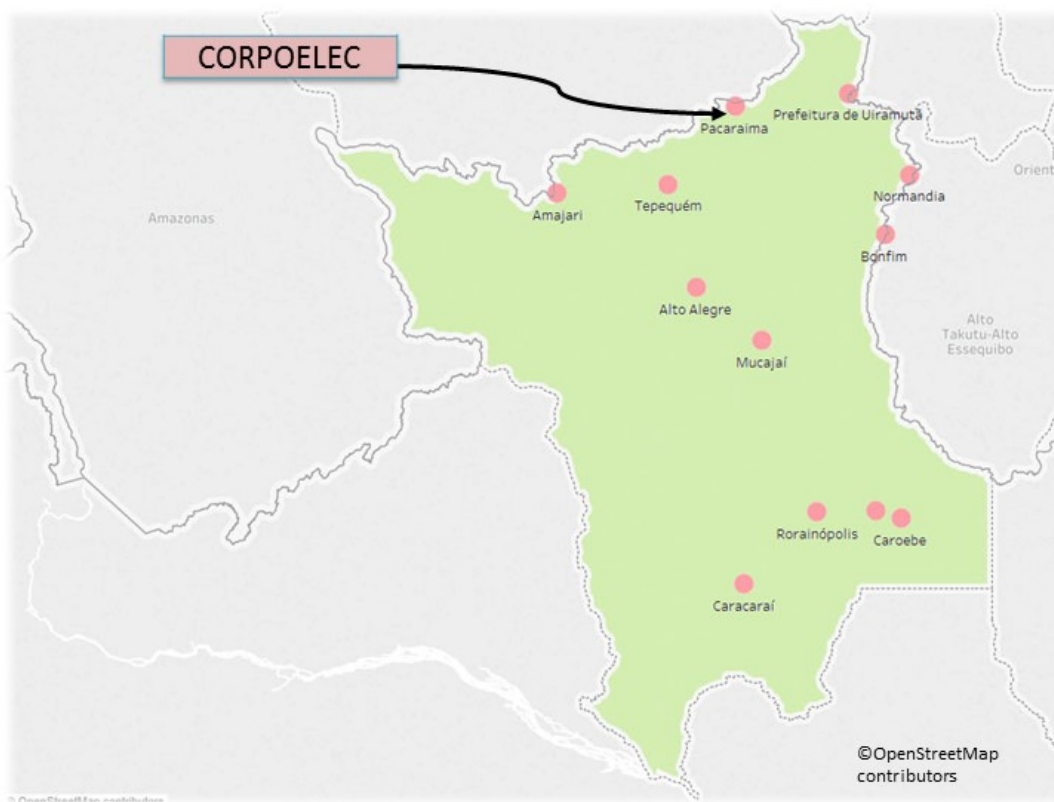
Tabela 5-13: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - Boa Vista

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
-	Distrito (Bloco Soenergy + Oliveira)	48.144	5,50	232,97	13.625
UTE.PE.RR.031982	Monte Cristo	30.223	3,45		8.553
UTE.PE.RR.031984	Novo Paraíso	31.534	3,60		8.924
UTE.PE.RR.000961	Floresta	26.628	3,04		7.536
TOTAL		136.529	15,59	232,97	38.638

5.8.2 Interior

Para o PEN SISOL 2018 estão contemplados os atendimentos a 82 Sistemas Isolados no interior do estado de Roraima, sendo os principais expostos na Figura 5-8, a seguir.

Figura 5-8: Sistemas – Eletrobras Distribuição Roraima - Interior



Na Tabela 5-14, a seguir, são apresentados os montantes de energia planejados para as localidades atendidas a partir de suprimento da capital Boa Vista e diretamente da CORPOELEC.

Tabela 5-14: Sistemas com Suprimento de Energia – ELB Distribuição Roraima - Interior

Supridor	Localidade	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)
CORPOELEC	Pacaraima	7.461	0,85	1,61
Boa Vista - EDRR	Alto Alegre	49.720	5,68	8,63
Boa Vista - EDRR	Bonfim	58.702	6,70	12,71
Boa Vista - EDRR	Caracará	29.748	3,40	5,43
Boa Vista - EDRR	Mucajaí	31.823	3,63	5,75
Boa Vista - EDRR	Normandia	13.333	1,52	2,35
Boa Vista - EDRR	Rorainópolis	98.936	11,29	7,57
TOTAL		289.723	33,07	44,05

Na Tabela 5-15, a seguir, é apresentado o detalhamento do planejamento da geração para o ano de 2018.

Tabela 5-15 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Distribuição Roraima - Interior

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
PCH.PH.RR.000076	Alto Jatapu	28.133	3,212	5,266	-
UTE.PE.RR.000038	Com. Indígena Água Fria	151	0,017	0,039	52,6
UTE.PE.RR.028323	Com. Indígena Araça da Normandia	72	0,008	0,039	29,0
UTE.PE.RR.034266	Com. Indígena Bananal	53	0,006	0,035	21,3
UTE.PE.RR.001368	Com. Indígena Boca da Mata	147	0,017	0,069	51,2
UTE.PE.RR.034172	Com. Indígena Cajú	37	0,004	0,010	14,8
UTE.PE.RR.034267	Com. Indígena Caraparu III	6	0,001	0,005	2,3
UTE.PE.RR.034250	Com. Indígena Carapará IV	7	0,001	0,005	2,6
UTE.PE.RR.034139	Com. Indígena Catual	11	0,001	0,004	4,6
UTE.PE.RR.034191	Com. Indígena Cobra	11	0,001	0,004	4,6
UTE.PE.RR.034137	Com. Indígena Congresso	6	0,001	0,005	2,4
UTE.PE.RR.034252	Com. Indígena Darora	28	0,003	0,015	11,5
UTE.PE.RR.034259	Com. Indígena Enseada	44	0,005	0,006	17,6
UTE.PE.RR.034134	Com. Indígena Entroncamento	31	0,004	0,014	12,7
UTE.PE.RR.001373	Com. Indígena Flexal	53	0,006	0,030	21,5
UTE.PE.RR.033098	Com. Indígena Gavião	19	0,002	0,010	7,7
UTE.PE.RR.001374	Com. Indígena Guariba	24	0,003	0,006	9,8
UTE.PE.RR.034265	Com. Indígena Ingarumã	30	0,003	0,008	12,0
UTE.PE.RR.034138	Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	22	0,002	0,013	8,8
UTE.PE.RR.034248	Com. Indígena Maracá	11	0,001	0,003	4,6
UTE.PE.RR.001406	Com. Indígena Maracanã	69	0,008	0,020	27,9
UTE.PE.RR.034251	Com. Indígena Maruwai	9	0,001	0,005	3,4
UTE.PE.RR.034263	Com. Indígena Maturuca	59	0,007	0,017	23,8
UTE.PE.RR.003020	Com. Indígena Milagre	10	0,001	0,004	4,0
UTE.PE.RR.034262	Com. Indígena Monte Muria I	19	0,002	0,003	7,6
UTE.PE.RR.034261	Com. Indígena Monte Muriá II	12	0,001	0,005	4,7
UTE.PE.RR.001522	Com. Indígena Mutum	70	0,008	0,019	28,2
UTE.PE.RR.001525	Com. Indígena Napoleão	163	0,019	0,037	57,0
UTE.PE.RR.033043	Com. Indígena Nova Aliança	5	0,001	0,003	2,2
UTE.PE.RR.034255	Com. Indígena Nova Jerusalem	7	0,001	0,005	2,8
UTE.PE.RR.001606	Com. Indígena Olho d'água	27	0,003	0,010	10,9
UTE.PE.RR.034246	Com. Indígena Pacú	5	0,001	0,003	2,2
UTE.PE.RR.034247	Com. Indígena Patativa	9	0,001	0,004	3,6
UTE.PE.RR.034260	Com. Indígena Pedra Preta	18	0,002	0,004	7,3
UTE.PE.RR.034133	Com. Indígena Perdiz	16	0,002	0,005	6,5
UTE.PE.RR.034256	Com. Indígena Sabiá	5	0,001	0,004	2,2
UTE.PE.RR.034258	Com. Indígena Santa Creuza	28	0,003	0,015	11,1
UTE.PE.RR.034136	Com. Indígena Santa Cruz	9	0,001	0,003	3,6
UTE.PE.RR.034144	Com. Indígena Santa Ines	9	0,001	0,005	3,6
UTE.PE.RR.001380	Com. Indígena Santa Rosa	31	0,004	0,017	12,6
UTE.PE.RR.001381	Com. Indígena São Marcos	31	0,004	0,014	12,5
UTE.PE.RR.034254	Com. Indígena Serra do Sol	7	0,001	0,003	2,8
UTE.PE.RR.002759	Com. Indígena Socó	71	0,008	0,030	28,9
UTE.PE.RR.034140	Com. Indígena Soma	11	0,001	0,004	4,6
UTE.PE.RR.034268	Com. Indígena Sorocaima	55	0,006	0,018	22,1
UTE.PE.RR.033044	Com. Indígena Sorocaima II	14	0,002	0,005	5,6
UTE.PE.RR.002786	Com. Indígena Surumú	1.372	0,157	0,245	451,3
UTE.PE.RR.034171	Com. Indígena Ticoça	31	0,004	0,010	12,5
UTE.PE.RR.034253	Com. Indígena Vizeu	11	0,001	0,006	4,4
UTE.PE.RR.034173	Com. Indígena Way-Way-Samauma	11	0,001	0,004	4,4

Tabela 5-15 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Dist. Roraima - Interior

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.RR.034132	Com. Indígena Xixuaú	33	0,004	0,014	13,3
UTE.PE.RR.003060	Com. Indígena Xumina	75	0,009	0,023	30,5
UTE.PE.RR.034257	Com. Indígena. Pedra Branca	19	0,002	0,007	7,5
UTE.PE.RR.034092	Comunidade Indígena Canavial	13	0,001	0,005	5,2
UTE.PE.RR.027140	Uiramutã	1.465	0,167	0,487	423,3
UTE.PE.RR.034264	Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	15	0,002	0,010	5,9
UTE.PE.RR.002992	Vila Brasil	7.579	0,865	1,544	2.190,3
UTE.PE.RR.002993	Vila Cachoeirinha	149	0,017	0,092	51,9
UTE.PE.RR.034142	Vila Caicubi	233	0,027	0,078	81,2
UTE.PE.RR.003012	Vila Dona Cota	29	0,003	0,010	11,6
UTE.PE.RR.003014	Vila Floresta	74	0,008	0,019	29,7
UTE.PE.RR.027142	Vila Itaquera	65	0,007	0,025	26,3
UTE.PE.RR.034141	Vila Lago Grande	65	0,007	0,025	26,3
UTE.PE.RR.001948	Vila Panacarica	33	0,004	0,010	13,5
UTE.PE.RR.027143	Vila Remanso	76	0,009	0,025	30,7
UTE.PE.RR.002564	Vila Sacai	213	0,024	0,074	86,2
UTE.PE.RR.002685	Vila Samaúma	31	0,004	0,010	12,5
UTE.PE.RR.026723	Vila Santa Maria do Boiaçu	585	0,067	0,145	192,4
UTE.PE.RR.026724	Vila Santa Maria do Xerui	90	0,010	0,039	36,3
UTE.PE.RR.034175	Vila Santa Maria Velha	27	0,003	0,010	10,8
UTE.PE.AM.026817	Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	22	0,002	0,006	8,8
UTE.PE.AM.034093	Vila São Pedro	15	0,002	0,005	5,9
UTE.PE.RR.034174	Vila Tanauá	15	0,002	0,003	6,2
UTE.PE.RR.002834	Vila Tepequem	676	0,077	0,236	200,0
UTE.PE.RR.002839	Vila Terra Preta	90	0,010	0,035	36,4
TOTAL		42.773	4,883	9,05	4.609

6 Síntese dos Resultados

Neste item são detalhados alguns resultados, englobando: previsões de geração de fontes hidráulicas, térmicas a gás natural, biomassa, importação de energia da Venezuela, contratação de energia e potência, consumos totais e as sínteses de valores por distribuidora.

6.1 Previsão de Geração Hidráulica

Com a contínua integração de Sistemas Isolados ao SIN, a única geração hidráulica existente atualmente nos Sistemas Isolados é a da PCH Alto Jatapu, de 10MW (PCH.PH.RR.000076), que atende o Sistema Isolado de São João da Baliza, Roraima. Na Tabela 6-1, a seguir, é apresentado o montante de geração hidráulica previsto para 2018.

Tabela 6-1: Previsão de Geração da PCH Alto Jatapu

Geração Hidráulica Planejada (MWh)				Variação em relação ao Previsto no Plano anterior
Tipo		Previsto Plano 2018	Previsto Plano 2017	
PCH	Alto Jatapu	28.133	35.267	-20,2%

6.2 Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa

A previsão de geração térmica para o ano de 2018 com combustível diferente de Óleo Diesel ou Óleo Combustível é de 101.844 MWh, 2,4% maior que o previsto no Plano dos Sistemas Isolados do ano anterior.

Esta geração prevista tem menor escala, quando comparada aos montantes de Óleo Diesel ou Óleo Combustível. No PEN SISOL 2018 foi prevista geração em 4 usinas (Caapiranga, Codajás, Gás Anamã e Gás Anori) que tem como combustível o gás natural e 1 usina (Itacoatiara) que tem a biomassa de cavaco de madeira como combustível, todas localizadas no estado do Amazonas.

Na Tabela 6-22, a seguir, são apresentados os montantes de geração térmica, por tipo de combustível considerado.

Tabela 6-2: Geração Térmica – Gás Natural e Biomassa

Geração Térmica Prevista (MWh)			
Tipo	Previsto no Plano 2018	Previsto no Plano 2017	Variação em relação ao Previsto no Plano 2017
GÁS NATURAL	58.644	56.229	4,3%
BIOMASSA	43.200	43.200	0,0%
TOTAL	101.844	99.429	2,4%

6.3 Importação de Energia

O total planejado de importação de energia para o ano de 2018 é de 1.137.729 MWh. Do total, 1.130.268 MWh são a previsão de suprimento da CORPOELEC para a Eletrobras Distribuição Roraima para atender ao Sistema Isolado de Boa Vista, e 7.461 MWh são associados ao suprimento para o Sistema Isolado de Pacaraima, conforme mostrado na Tabela 6-3, a seguir.

Tabela 6-3: Importação de Energia

Importação de Energia Prevista (MWh)				
Supridora	Recebedora	Plano 2018	Plano 2017	Variação em relação ao Plano 2017
CORPOELEC	Eletrobras Distribuição Roraima - Boa Vista	1.130.268	963.165	17,3%
CORPOELEC	Eletrobras Distribuição Roraima - Pacaraima	7.461	7.497	-0,5%
TOTAL		1.137.729	970.662	17,2%

O aumento de 17,2% observado na importação de energia da Venezuela reflete em grande parte o aumento na carga prevista pela EDRR para a capital Boa Vista.

6.4 Leilões de Contratação de Energia e Potência

Para o ano de 2018, existiam previsões de início de suprimentos baseados em contratação de energia decorrentes do Leilão nº 002/2016 (etapa 1 e 2). Entretanto, de acordo com informações disponibilizadas pela ANEEL, existe uma liminar que bloqueia o andamento dos trâmites relativos aos lotes do estado do Amazonas. Assim, as usinas vencedoras deste certame foram consideradas como “Sem Previsão” no Relatório da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG/ANEEL) do mês de setembro de 2017.

De forma a manter a unicidade com os critérios utilizados para o acompanhamento da expansão no SIN, não foi considerado neste PEN SISOL 2018 a entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão nº 002/2016, do lote destinado ao atendimento ao estado do Amazonas.

Com o objetivo de subsidiar uma avaliação de cenário, o ONS contemplou uma análise do atendimento ao Amazonas considerando que os empreendimentos relacionados ao Leilão nº 002/2016 entrassem em operação durante o ano de 2018, de acordo com as datas de outorga, conforme apresentado na Tabela 6-4, a seguir. O atraso na substituição da geração atual por soluções mais eficientes nestas localidades trará impactos financeiros significativos para o orçamento do ano de 2018 uma vez que o aumento no consumo previsto de combustível é de 119.733 m³ de óleo Diesel.

Tabela 6-4: Sensibilidade – Leilão nº 002/2016 – ELB Dist. Amazonas

Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos				
Cenário	Geração Térmica PIE	Geração Térmica Própria		
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
Entrada Operação em Agosto/Setembro 2018	436.772	1.198.212	333.395	Diesel (m³)
Sem Entrada Operação em 2018	0	1.634.984	453.128	Diesel (m³)
Diferença	-436.772	436.772	119.733	

6.5 Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Na Tabela 6-5, a seguir, são apresentados os consumos totais planejados por tipo de combustível associado às previsões de geração térmica própria.

Tabela 6-5: Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Consumo por Tipo de Combustível Previsto			
Tipo	Plano 2018	Plano 2017	Variação em relação ao Previsto no Plano 2017
ÓLEO DIESEL (m³)	518.119	507.217	2,1%
GÁS NATURAL (MMm³)	17,43	16,00	8,9%

A frustração na substituição da geração térmica própria por contratação de energia e potência no estado do Amazonas, que ocorreria inicialmente ainda no ano de 2018, culminou na manutenção de uma grande parcela das provisões para reembolso de combustível para este estado.

6.6 Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa

Na Tabela 6-6, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2018.

Tabela 6-6: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos

Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria		
Empresa	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	42.790	3.514	1.016	Diesel (m³)
CELPA	381.394	9.160	2.592	Diesel (m³)
EDRR - Capital	0	136.529	38.638	Diesel (m³)
EDRR - Interior	0	14.640	4.609	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Acre	229.597	0	0	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Amazonas	0	1.634.984	453.128	Diesel (m³)
Eletrobras Distribuição Amazonas	-	58.644	17,432	GN (MMm³)
Eletrobras Distribuição Amazonas (PIE BK)	43.200	0	0	Biomassa
Eletrobras Distribuição Rondônia	370.847	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA	0	4.938	1.427	Diesel (m³)
CELPE	0	18.960	5.366	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	40.438	11.444	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	8.806	2.492	Diesel (m³)
	1.024.628	1.871.970	518.119	DIESEL (m³)
Total por tipo de Combustível	0	58.644	17,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	1.067.828 (36%)	1.930.614 (64%)		

6.7 Balanços de Energia por Empresa

Na Tabela 6-7, a seguir, é apresentada uma síntese do balanço de energia, detalhando os requisitos de carga e os diversos recursos previstos para o atendimento em 2018.

Tabela 6-7: Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)

Agente	Carga Própria	Suprimento a Outra Distribuidora	Recebimento de Outra Distribuidora	Recebimento de Interligação Internacional	GH Própria	GT Própria	GT PIE Fonte Alternativa	GT PIE
CEA	46.304	0	0	0	0	3.514	0	42.790
CELPA	390.555	0	0	0	0	9.160	0	381.394
Eletrobras Distribuição Rondônia	370.847	0	0	0	0	0	0	370.847
Eletrobras Distribuição Acre	218.026	11.571	0	0	0	0	0	229.597
Eletrobras Distribuição Amazonas	1.748.399	0	11.571	0	0	1.693.628	43.200	0
Eletrobras Distribuição Roraima - Interior (EDRR)	332.496	0	282.262	7.461	28.133	14.640	0	0
Eletrobras Distribuição Roraima - Capital (EDRR)	984.535	282.262	0	1.130.268	0	136.529	0	0
ENERGISA	4.938	0	0	0	0	4.938	0	0
CELPE	18.960	0	0	0	0	18.960	0	0
Petrobras Alcoa Beneficiamento	40.438	0	0	0	0	40.438	0	0
Petrobras Alcoa Porto	8.806	0	0	0	0	8.806	0	0
Total	4.164.305	293.833	293.833	1.137.729	28.133	1.930.614	43.200	1.024.628

ANEXO I: Sazonalização dos Atendimentos Previstos

1) Petrobras Distribuidora

BR Distribuidora			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh		
1	UTE.PE.PA.030167	Alcoa Beneficiamento	3.380	3.534	2.875	3.380	3.058	3.113	3.283	3.385	3.374	3.642	3.911	3.504	40.438	0,283	11.444
2	UTE.PE.PA.030168	Alcoa Porto	625	637	721	603	696	812	759	840	811	817	806	678	8.806	0,283	2.492
TOTAL			4.005	4.170	3.597	3.983	3.755	3.925	4.042	4.225	4.185	4.459	4.716	4.181	49.244		13.936

2) Companhia de Eletricidade do Amapá

CEA			jan/18		fev/18		mar/18		abr/18		mai/18		jun/18		jul/18		ago/18		set/18		out/18		nov/18		dez/18		TOTAL			
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	GT PROPRIA	GT PIE	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh		
1	UTE.PE.AP.001339	Lourenço	220	0	242	0	297	0	286	0	299	0	296	0	293	0	310	0	327	0	332	0	311	0	301	0	3.514	0	0,289	1.016
2	UTE.PE.AP.032304	Oiapoque COEN	0	3.279	0	2.919	0	3.269	0	3.330	0	3.516	0	3.444	0	3.557	0	3.917	0	3.773	0	4.125	0	3.961	0	3.701	0	42.790	-	-
TOTAL			220	3.279	242	2.919	297	3.269	286	3.330	299	3.516	296	3.444	293	3.557	310	3.917	327	3.773	332	4.125	311	3.961	301	3.701	3.514	42.790		1.016

3) Centrais Elétricas do Pará

CELPA			jan/18		fev/18		mar/18		abr/18		mai/18		jun/18		jul/18		ago/18		set/18		out/18		nov/18		dez/18		TOTAL			
#	CEG	Usina	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	GT PRÓPRIA	GT P/E	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	UTE.PE.PA.035706	Afuá – CEPA	0	806	0	741	0	803	0	813	0	879	0	834	0	922	0	932	0	916	0	954	0	935	0	928	0	10.462	-	-
2	UTE.PE.PA.035707	Alenquer – CEPA	0	3.580	0	3.328	0	3.502	0	3.432	0	3.570	0	3.625	0	3.780	0	3.887	0	3.909	0	3.979	0	3.806	0	3.641	0	44.038	-	-
3	UTE.PE.PA.035708	Almeirim – CEPA	0	1.588	0	1.458	0	1.579	0	1.563	0	1.624	0	1.552	0	1.606	0	1.770	0	1.722	0	1.808	0	1.697	0	1.705	0	19.672	-	-
4	UTE.PE.PA.035710	Aveiro – CEPA	0	203	0	176	0	197	0	199	0	216	0	216	0	215	0	233	0	228	0	238	0	230	0	230	0	2.582	-	-
5	UTE.PE.PA.035712	Chaves – CEPA	0	263	0	239	0	274	0	276	0	287	0	285	0	289	0	303	0	303	0	297	0	300	0	293	0	3.409	-	-
6	UTE.PE.PA.035714	Faro – CEPA	0	427	0	379	0	430	0	420	0	453	0	455	0	457	0	485	0	471	0	479	0	466	0	453	0	5.375	-	-
7	UTE.PE.PA.035715	Gurupá – CEPA	0	988	0	862	0	998	0	1.000	0	1.082	0	1.054	0	1.070	0	1.130	0	1.139	0	1.175	0	1.156	0	1.179	0	12.833	-	-
8	UTE.PE.PA.035716	Jacareacanga – CEPA	0	864	0	774	0	890	0	884	0	929	0	883	0	907	0	970	0	892	0	963	0	899	0	850	0	10.704	-	-
9	UTE.PE.PA.035717	Juruti – CEPA	0	4.030	0	3.690	0	3.960	0	3.866	0	4.172	0	4.183	0	4.204	0	4.360	0	4.334	0	4.403	0	4.288	0	4.164	0	49.654	-	-
10	UTE.PE.PA.035718	Monte Alegre – CEPA	0	4.198	0	3.942	0	4.133	0	4.235	0	4.272	0	4.198	0	4.410	0	4.524	0	4.543	0	4.595	0	4.475	0	4.374	0	51.899	-	-
11	UTE.PE.PA.035719	Muaná – CEPA	0	1.241	0	1.123	0	1.255	0	1.271	0	1.323	0	1.331	0	1.373	0	1.441	0	1.425	0	1.517	0	1.521	0	1.491	0	16.312	-	-
12	UTE.PE.PA.035720	Oeiras do Pará – CEPA	0	905	0	855	0	929	0	936	0	989	0	973	0	1.016	0	1.074	0	1.073	0	1.085	0	1.074	0	1.008	0	11.918	-	-
13	UTE.PE.PA.035721	Porto de Moz – CEPA	0	1.720	0	1.552	0	1.784	0	1.716	0	1.785	0	1.720	0	1.763	0	1.894	0	1.895	0	1.961	0	1.912	0	1.829	0	21.532	-	-
14	UTE.PE.PA.035722	Prainha CEPA	0	872	0	801	0	924	0	911	0	968	0	918	0	940	0	1.006	0	972	0	1.007	0	953	0	938	0	11.209	-	-
15	UTE.PE.PA.035724	Santa Cruz do Arari – CEPA	0	322	0	295	0	334	0	332	0	349	0	343	0	339	0	358	0	349	0	368	0	363	0	358	0	4.109	-	-
16	UTE.PE.PA.035725	Santana do Araguaia – CEPA	0	4.314	0	4.264	0	4.660	0	4.550	0	4.859	0	4.627	0	4.526	0	4.746	0	4.758	0	4.681	0	4.638	0	4.666	0	55.287	-	-
17	UTE.PE.PA.035726	São Sebastião da Boa Vista – CEPA	0	1.168	0	1.031	0	1.163	0	1.178	0	1.238	0	1.181	0	1.221	0	1.265	0	1.237	0	1.291	0	1.280	0	1.273	0	14.527	-	-
18	UTE.PE.PA.035728	Terra Santa – CEPA	0	1.511	0	1.321	0	1.488	0	1.442	0	1.531	0	1.488	0	1.508	0	1.596	0	1.597	0	1.617	0	1.552	0	1.473	0	18.124	-	-
19	UTE.PE.PA.035709	Anajás - CEPA	0	922	0	865	0	947	0	951	0	989	0	978	0	942	0	979	0	963	0	1.016	0	971	0	937	0	11.460	-	-
20	UTE.PE.PA.035713	Cotijuba - CEPA	0	483	0	447	0	454	0	475	0	515	0	499	0	709	0	549	0	515	0	547	0	544	0	551	0	6.288	-	-
21	UTE.PE.PA.035711	Cachoeira do Arari – CEPA																												
22	UTE.PE.PA.035727	Soure – CEPA																												
23	UTE.PE.PA.035723	Salvaterra – CEPA																												
24	UTE.PE.PA.001495	Monte Dourado	1.294	0	1.150	0	1.313	0	1.309	0	1.347	0	1.376	0	1.372	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.160	0	0,283	2.592
		TOTAL	1.294	30.402	1.150	28.142	1.313	30.704	1.309	30.451	1.347	32.029	1.376	31.340	1.372	32.199	0	33.501	0	33.242	0	33.982	0	33.061	0	32.341	9.160	381.394		2.592

4) Companhia Energética de Pernambuco

CELPE			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	UTE.PE.PE.002887	Tubarão	1.679	1.524	1.609	1.580	1.597	1.524	1.564	1.499	1.517	1.572	1.611	1.685	18.960	0,283	5.366
		TOTAL	1.679	1.524	1.609	1.580	1.597	1.524	1.564	1.499	1.517	1.572	1.611	1.685	18.960		5.366

5) Eletrobras Distribuição Roraima – Capital

EDRR - Capital			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	-	Distrito (Bloco Soenergy + Oliveira)	4.464	4.032	5.208	4.320	3.720	3.600	2.976	4.464	3.600	4.464	4.320	2.976	48.144	0,283	13.625
2	UTE.PE.RR.031982	Monte Cristo	2.976	2.016	2.976	2.880	2.503	2.160	2.232	2.232	2.160	2.976	2.880	2.232	30.223	0,283	8.553
3	UTE.PE.RR.031984	Novo Paraíso	2.517	2.312	2.804	2.245	2.232	2.370	2.550	2.988	2.467	3.162	2.928	2.959	31.534	0,283	8.924
4	UTE.PE.RR.000961	Floresta	2.232	2.016	2.604	2.160	2.604	2.520	1.488	2.232	2.520	2.232	2.160	1.860	26.628	0,283	7.536
		TOTAL	12.189	10.376	13.592	11.605	11.059	10.650	9.246	11.916	10.747	12.834	12.288	10.027	136.529		38.638

6) Eletrobras Distribuição Roraima – Interior

EDRR - Interior			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	UTE.PE.RR.000038	Com. Indígena Água Fria	18	10	12	12	13	13	13	11	17	6	13	13	151	0,349	53
2	UTE.PE.RR.028323	Com. Indígena Araça da Normandia	6	6	6	6	5	5	6	6	4	6	7	6	72	0,404	29
3	UTE.PE.RR.034266	Com. Indígena Bananal	5	5	5	5	4	4	4	2	4	4	5	5	53	0,404	21
4	UTE.PE.RR.001368	Com. Indígena Boca da Mata	14	14	14	14	12	12	6	6	12	13	14	13	147	0,349	51
5	UTE.PE.RR.034172	Com. Indígena Cajú	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	37	0,404	15
6	UTE.PE.RR.034267	Com. Indígena Caraparu III	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1	6	0,404	2
7	UTE.PE.RR.034250	Com. Indígena Caraparú IV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	0,404	3
8	UTE.PE.RR.034139	Com. Indígena Catual	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	5
9	UTE.PE.RR.034191	Com. Indígena Cobra	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	5
10	UTE.PE.RR.034137	Com. Indígena Congresso	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	0,404	2
11	UTE.PE.RR.034252	Com. Indígena Darora	3	3	3	3	3	3	3	1	2	2	3	2	28	0,404	11
12	UTE.PE.RR.034259	Com. Indígena Enseada	4	4	4	4	4	4	4	2	3	3	4	4	44	0,404	18
13	UTE.PE.RR.034134	Com. Indígena Entroncamento	3	3	3	3	3	3	3	1	2	3	3	3	31	0,404	13
14	UTE.PE.RR.001373	Com. Indígena Flexal	5	5	5	5	4	5	5	1	3	5	5	5	53	0,404	21
15	UTE.PE.RR.033098	Com. Indígena Gavião	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	2	2	19	0,404	8
16	UTE.PE.RR.001374	Com. Indígena Guariba	2	2	2	2	2	2	2	2	4	2	2	2	24	0,404	10
17	UTE.PE.RR.034265	Com. Indígena Ingarumã	3	3	3	3	3	3	3	1	2	1	3	3	30	0,404	12
18	UTE.PE.RR.034138	Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	22	0,404	9
19	UTE.PE.RR.034248	Com. Indígena Maracá	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	5
20	UTE.PE.RR.001406	Com. Indígena Maracanã	7	7	7	7	6	6	6	3	5	5	5	7	69	0,404	28
21	UTE.PE.RR.034251	Com. Indígena Maruwai	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9	0,404	3
22	UTE.PE.RR.034263	Com. Indígena Maturuca	6	6	6	6	5	5	5	3	4	3	6	6	59	0,404	24
23	UTE.PE.RR.003020	Com. Indígena Milagre	1	1	1	1	2	1	1	0	1	1	1	1	10	0,404	4
24	UTE.PE.RR.034262	Com. Indígena Monte Muria I	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	19	0,404	8
25	UTE.PE.RR.034261	Com. Indígena Monte Muriá II	1	1	1	1	1	1	2	0	1	1	1	1	12	0,404	5

EDRR - Interior			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
26	UTE.PE.RR.001522	Com. Indígena Mutum	7	7	7	7	6	6	6	3	4	6	5	7	70	0,404	28
27	UTE.PE.RR.001525	Com. Indígena Napoleão	15	15	15	15	12	15	12	15	15	15	12	12	163	0,349	57
28	UTE.PE.RR.033043	Com. Indígena Nova Aliança	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	1	1	5	0,404	2
29	UTE.PE.RR.034255	Com. Indígena Nova Jerusalem	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7	0,404	3
30	UTE.PE.RR.001606	Com. Indígena Olho d'água	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	3	3	27	0,404	11
31	UTE.PE.RR.034246	Com. Indígena Pacú	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	1	1	5	0,404	2
32	UTE.PE.RR.034247	Com. Indígena Patativa	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	9	0,404	4
33	UTE.PE.RR.034260	Com. Indígena Pedra Preta	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	18	0,404	7
34	UTE.PE.RR.034133	Com. Indígena Perdiz	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	16	0,404	7
35	UTE.PE.RR.034256	Com. Indígena Sabiá	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	5	0,404	2
36	UTE.PE.RR.034258	Com. Indígena Santa Creuza	3	3	3	3	2	2	2	1	3	3	3	3	28	0,404	11
37	UTE.PE.RR.034136	Com. Indígena Santa Cruz	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9	0,404	4
38	UTE.PE.RR.034144	Com. Indígena Santa Ines	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9	0,404	4
39	UTE.PE.RR.001380	Com. Indígena Santa Rosa	3	3	3	3	3	3	3	1	2	3	3	3	31	0,404	13
40	UTE.PE.RR.001381	Com. Indígena São Marcos	3	3	3	3	3	3	3	1	2	3	3	3	31	0,404	12
41	UTE.PE.RR.034254	Com. Indígena Serra do Sol	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	7	0,404	3
42	UTE.PE.RR.002759	Com. Indígena Socó	7	7	7	7	6	6	6	3	4	6	7	7	71	0,404	29
43	UTE.PE.RR.034140	Com. Indígena Soma	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	5
44	UTE.PE.RR.034268	Com. Indígena Sorocaima	5	5	5	5	4	4	4	4	3	4	5	5	55	0,404	22
45	UTE.PE.RR.033044	Com. Indígena Sorocaima II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	14	0,404	6
46	UTE.PE.RR.002786	Com. Indígena Surumú	107	95	112	269	104	96	98	98	97	108	82	105	1.372	0,329	451
47	UTE.PE.RR.034171	Com. Indígena Ticoça	3	3	3	3	3	3	3	1	2	3	3	3	31	0,404	12
48	UTE.PE.RR.034253	Com. Indígena Vizeu	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	4
49	UTE.PE.RR.034173	Com. Indígena Way-Way-Samauma	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11	0,404	4
50	UTE.PE.RR.034132	Com. Indígena Xixuaú	4	2	2	2	4	3	4	3	3	3	4	3	33	0,404	13

EDRR - Interior			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	GT PRÓPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
51	UTE.PE.RR.003060	Com. Indígena Xumina	8	8	8	8	6	6	6	5	4	5	5	8	75	0,404	30
52	UTE.PE.RR.034257	Com. Indígena. Pedra Branca	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	19	0,404	7
53	UTE.PE.RR.034092	Comunidade Indígena Canavial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	0,404	5
54	UTE.PE.RR.027140	Uiramutã	109	132	150	122	125	115	107	123	121	118	118	122	1.465	0,289	423
55	UTE.PE.RR.034264	Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	2	1	1	1	2	1	2	1	1	1	2	1	15	0,404	6
56	UTE.PE.RR.002992	Vila Brasil	644	622	699	606	507	596	549	653	595	711	683	712	7.579	0,289	2.190
57	UTE.PE.RR.002993	Vila Cachoeirinha	15	7	7	7	15	15	15	15	13	12	15	15	149	0,349	52
58	UTE.PE.RR.034142	Vila Caicubi	26	12	12	12	23	22	26	19	19	18	26	18	233	0,349	81
59	UTE.PE.RR.003012	Vila Dona Cota	3	1	1	1	3	2	4	2	5	2	3	2	29	0,404	12
60	UTE.PE.RR.003014	Vila Floresta	8	4	4	4	8	6	8	8	5	5	8	8	74	0,404	30
61	UTE.PE.RR.027142	Vila Itaquera	6	3	3	3	6	6	6	6	6	5	6	6	65	0,404	26
62	UTE.PE.RR.034141	Vila Lago Grande	8	4	4	4	8	6	8	6	5	5	3	5	65	0,404	26
63	UTE.PE.RR.001948	Vila Panacarica	4	2	2	2	4	3	4	3	3	3	4	3	33	0,404	14
64	UTE.PE.RR.027143	Vila Remanso	8	4	4	4	8	8	8	8	6	5	8	8	76	0,404	31
65	UTE.PE.RR.002564	Vila Sacai	23	12	12	12	20	20	23	20	13	15	23	20	213	0,404	86
66	UTE.PE.RR.002685	Vila Samaúma	4	2	2	2	4	3	4	1	3	3	4	3	31	0,404	12
67	UTE.PE.RR.026723	Vila Santa Maria do Boiaçu	56	49	45	44	57	56	55	39	39	37	48	59	585	0,329	192
68	UTE.PE.RR.026724	Vila Santa Maria do Xeruini	9	5	4	4	9	9	9	9	8	6	9	9	90	0,404	36
69	UTE.PE.RR.034175	Vila Santa Maria Velha	3	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	27	0,404	11
70	UTE.PE.AM.026817	Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	3	1	1	1	3	2	2	2	2	1	3	1	22	0,404	9
71	UTE.PE.AM.034093	Vila São Pedro	2	1	1	1	2	1	2	2	1	1	2	1	15	0,404	6
72	UTE.PE.RR.034174	Vila Tanauau	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	1	1	15	0,404	6
73	UTE.PE.RR.002834	Vila Tepequem	63	60	64	56	41	38	43	59	59	64	66	62	676	0,296	200
74	UTE.PE.RR.002839	Vila Terra Preta	10	5	5	5	9	9	10	5	7	7	10	7	90	0,404	36
		TOTAL	1.277	1.180	1.293	1.320	1.099	1.160	1.121	1.185	1.141	1.263	1.276	1.324	14.640		4.609

EDRR - Interior			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA	GH PROPRIA
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1	PCH.PH.RR.000076	Alto Jatapu	2.200	2.344	2.560	2.398	2.356	2.029	2.083	2.304	2.313	2.532	2.523	2.493	28.133
		TOTAL	2.200	2.344	2.560	2.398	2.356	2.029	2.083	2.304	2.313	2.532	2.523	2.493	28.133

EDRR - Interior			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1	-	Pacaraima	626	597	597	618	580	593	597	614	656	660	757	567	7.461
2	-	Alto Alegre	4.084	3.426	4.092	3.566	3.774	3.803	4.349	4.147	4.460	4.487	4.442	5.091	49.720
3	-	Bonfim	5.212	4.901	5.532	5.027	4.686	4.414	4.287	4.448	4.766	5.209	5.012	5.209	58.702
4	-	Caracaráí	2.660	2.086	2.369	2.474	2.159	1.873	2.342	2.650	2.382	2.622	2.809	3.321	29.748
5	-	Mucajaí	2.772	2.098	2.461	2.169	2.248	2.220	2.860	2.931	2.818	3.051	2.821	3.375	31.823
6	-	Normandia	1.119	1.024	1.250	1.172	1.154	985	1.079	1.089	1.052	1.170	1.098	1.139	13.333
7	-	Rorainópolis	8.178	8.346	8.093	8.104	8.258	7.855	7.589	7.671	8.493	8.923	8.905	8.522	98.936
		TOTAL	8.178	8.346	8.093	8.104	8.258	7.855	7.589	7.671	8.493	8.923	8.905	8.522	98.936

7) Eletrobras Distribuição Amazonas

ELETRO AMAZONAS ENER			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	UTE.PE.AM.000063	Alterosa	83	72	88	87	91	91	96	104	106	112	105	106	1.141	0,349	398
2	UTE.PE.AM.000082	Alvarães	931	866	918	919	982	1.015	1.013	1.016	1.018	1.017	1.012	1.015	11.722	0,296	3.470
3	UTE.PE.AM.000087	Amaturá	503	483	536	528	555	554	534	632	641	682	635	645	6.929	0,296	2.051
4	UTE.PE.AM.000124	Apuí	1.513	1.385	1.592	1.535	1.680	1.794	1.993	2.061	1.898	1.954	1.824	1.755	20.984	0,283	5.938
5	UTE.PE.AM.027892	Arara	52	53	68	69	70	60	58	61	63	62	56	60	731	0,349	255
6	UTE.PE.AM.000175	Autazes	2.472	2.241	2.525	2.511	2.838	2.678	2.678	3.020	3.315	3.387	3.133	3.126	33.925	0,283	9.601
7	UTE.PE.AM.030665	Auxiliadora	97	89	90	89	93	93	98	123	108	69	107	108	1.163	0,349	406
8	UTE.PE.AM.000181	Axinim	111	117	128	124	130	100	99	110	108	95	127	129	1.377	0,329	453
9	UTE.PE.AM.000201	Barcelos	1.274	1.213	1.338	1.253	1.354	1.456	1.542	1.593	1.670	1.713	1.614	1.690	17.712	0,283	5.012
10	UTE.PE.AM.000230	Barreirinha	1.174	1.091	1.309	1.204	1.379	1.353	1.433	1.568	1.493	1.506	1.399	1.346	16.257	0,289	4.698
11	UTE.PE.AM.000247	Belém do Solimões	193	177	198	190	176	169	169	169	172	171	166	142	2.091	0,329	688
12	UTE.PE.AM.029491	Belo Monte	48	42	52	51	53	53	56	61	62	65	61	62	667	0,349	233
13	UTE.PE.AM.000253	Benjamin Constant	2.591	2.377	2.776	2.723	2.925	2.585	2.845	2.897	2.768	2.973	2.889	2.756	33.105	0,283	9.369
14	UTE.PE.AM.000258	Beruri	955	860	995	1.012	1.078	978	978	978	1.368	1.416	1.375	1.178	13.169	0,289	3.806
15	UTE.PE.AM.000259	Betânia	133	119	130	120	82	140	137	135	140	144	132	93	1.504	0,329	495
16	UTE.PE.AM.000270	Boa Vista do Ramos	1.232	1.119	1.167	1.135	1.445	1.356	1.359	1.352	1.356	1.359	1.348	1.235	15.463	0,289	4.469
17	UTE.PE.AM.000274	Boca do Acre	2.593	2.447	2.829	2.777	3.062	3.135	3.119	3.219	2.960	3.273	3.065	3.002	35.482	0,283	10.041
18	UTE.PE.AM.000297	Borba	1.899	1.719	2.063	1.944	2.291	2.231	2.133	2.270	2.398	2.436	2.395	2.287	26.066	0,283	7.377
19	UTE.PE.AM.000349	Caburi	415	415	411	413	356	430	430	425	430	433	422	328	4.910	0,289	1.419
20	UTE.PE.AM.029534	Camaruã	46	43	46	48	43	43	41	41	48	49	52	48	546	0,404	221
21	UTE.PE.AM.000614	Campinas	77	67	82	80	85	84	89	96	98	103	97	98	1.056	0,349	369
22	UTE.PE.AM.000650	Canutama	677	620	655	644	678	676	692	772	783	700	776	788	8.462	0,289	2.445
23	UTE.PE.AM.000671	Carauari	1.931	1.844	2.106	2.047	2.231	2.196	2.403	2.529	2.529	2.317	2.335	2.214	26.682	0,283	7.551
24	UTE.PE.AM.000677	Careiro da Várzea	947	841	853	858	877	841	841	836	840	846	835	740	10.154	0,283	2.874
25	UTE.PE.AM.029486	Carvoeiro	10	8	10	10	11	11	11	12	12	13	12	12	132	0,349	46

ELETRO AMAZONAS ENER			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
26	UTE.PE.AM.000715	Castanho	4.858	4.413	5.151	5.123	5.506	5.290	5.853	6.140	5.716	5.472	5.468	4.988	63.977	0,283	18.106
27	UTE.PE.AM.000730	Caviana	164	153	160	173	168	178	201	204	176	182	179	177	2.115	0,329	696
28	UTE.PE.AM.000784	Coari	7.008	6.744	7.400	7.688	8.394	7.869	8.504	8.504	9.825	9.389	8.792	8.129	98.247	0,283	27.804
29	UTE.PE.AM.027152	Cucuí	84	73	89	88	92	92	97	105	107	113	106	107	1.151	0,329	379
30	UTE.PE.AM.027087	Eirunepé	1.870	1.758	2.118	2.060	2.167	2.017	2.193	2.324	2.132	2.283	2.233	2.089	25.245	0,283	7.144
31	UTE.PE.AM.000891	Envira	898	866	936	921	969	966	1.018	1.103	1.067	1.111	1.108	1.126	12.089	0,296	3.578
32	UTE.PE.AM.000915	Estirão do Equador	47	41	50	49	52	51	54	59	60	63	59	60	644	0,349	225
33	UTE.PE.AM.027893	Feijoal	190	165	203	200	210	209	221	239	243	257	240	244	2.621	0,329	862
34	UTE.PE.AM.000972	Fonte Boa	1.627	1.451	1.650	1.650	1.728	1.575	1.714	1.714	1.811	1.870	1.794	1.743	20.328	0,283	5.753
35	UTE.PE.AM.001090	Humaitá	4.885	4.511	5.295	5.125	5.702	5.501	6.279	6.247	5.680	6.216	5.689	5.479	66.609	0,283	18.850
36	UTE.PE.AM.001093	Iauaretê	95	96	101	99	104	104	110	119	121	113	119	121	1.302	0,329	428
37	UTE.PE.AM.001138	Ipiranga	38	33	40	40	42	42	44	48	48	51	48	49	521	0,329	172
38	UTE.PE.AM.001139	Ipixuna	736	736	785	772	813	811	854	865	939	956	930	945	10.141	0,296	3.002
39	UTE.PE.AM.001166	Itamarati	585	557	594	573	615	614	624	672	682	740	704	715	7.677	0,296	2.272
40	UTE.PE.AM.027058	Itapiranga	1.119	1.096	1.194	1.174	1.236	1.232	1.299	1.406	1.393	1.419	1.413	1.436	15.419	0,289	4.456
41	UTE.PE.AM.029535	Itapuru	29	25	31	31	32	32	34	37	37	39	37	37	402	0,349	140
42	UTE.PE.AM.001234	Japurá	46	40	49	48	51	50	53	58	58	62	58	59	631	0,349	220
43	UTE.PE.AM.001283	Juruá	624	595	610	600	631	630	606	742	729	679	739	693	7.876	0,296	2.331
44	UTE.PE.AM.001288	Jutai	1.193	1.036	1.273	1.252	1.317	1.314	1.385	1.499	1.522	1.610	1.507	1.531	16.438	0,283	4.652
45	UTE.PE.AM.001291	Lábrea	2.606	2.508	2.873	2.744	2.925	2.979	3.272	3.314	3.064	3.369	3.165	3.068	35.887	0,283	10.156
46	UTE.PE.AM.001329	Limoeiro	407	354	435	428	450	449	473	512	520	550	515	523	5.614	0,296	1.662
47	UTE.PE.AM.029577	Lindoia	435	378	464	457	481	479	505	547	555	587	550	559	5.997	0,289	1.733
48	UTE.PE.AM.001389	Manaquiri	1.482	1.287	1.580	1.555	1.636	1.632	1.720	1.862	1.890	1.999	1.871	1.902	20.414	0,283	5.777
49	UTE.PE.AM.001397	Manicoré	2.543	2.304	2.750	2.677	2.900	3.190	3.570	3.633	3.080	3.189	2.903	2.856	35.595	0,283	10.073
50	UTE.PE.AM.001403	Maraã	859	746	916	902	949	946	997	1.080	1.096	1.159	1.085	1.103	11.837	0,296	3.504

ELETRO AMAZONAS ENER			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
51	UTE.PE.AM.029495	Matupi	1.328	1.248	1.417	1.394	1.467	1.463	1.542	1.669	1.694	1.698	1.678	1.705	18.302	0,283	5.179
52	UTE.PE.AM.001445	Maués	3.832	3.282	3.926	3.555	4.109	4.450	4.926	5.199	4.919	5.139	4.629	4.358	52.324	0,283	14.808
53	UTE.PE.AM.029323	Moura	57	50	61	60	63	63	66	72	73	77	72	73	788	0,329	259
54	UTE.PE.AM.001519	Murituba	24	21	25	25	26	26	28	30	30	32	30	31	329	0,329	108
55	UTE.PE.AM.001535	Nhamundá	1.356	1.177	1.446	1.423	1.497	1.493	1.574	1.704	1.729	1.829	1.712	1.740	18.681	0,283	5.287
56	UTE.PE.AM.001571	Nova Olinda do Norte	2.328	2.250	2.218	2.025	2.156	2.237	2.547	2.547	2.521	2.428	2.446	2.267	27.969	0,283	7.915
57	UTE.PE.AM.001581	Novo Airão	1.414	1.353	1.526	1.486	1.662	1.688	1.865	1.945	1.860	1.904	1.779	1.743	20.225	0,283	5.724
58	UTE.PE.AM.000145	Novo Aripuanã	1.513	1.393	1.640	1.609	1.774	1.795	1.909	1.967	1.849	1.968	1.747	1.658	20.822	0,283	5.893
59	UTE.PE.AM.001583	Novo Céu	992	875	1.052	994	1.020	979	979	1.269	1.201	1.289	1.215	1.266	13.133	0,289	3.795
60	UTE.PE.AM.001591	Novo Remanso	1.368	1.270	1.467	1.435	1.565	1.584	1.597	1.635	1.641	1.629	1.589	1.583	18.364	0,283	5.197
61	UTE.PE.AM.027735	Palmeiras	43	43	43	49	47	47	45	46	48	48	45	49	552	0,329	182
62	UTE.PE.AM.029536	Paraua	101	87	95	89	94	82	85	91	97	98	92	99	1.111	0,329	365
63	UTE.PE.AM.001989	Parintins	9.297	8.329	9.648	8.879	10.949	12.408	13.411	14.321	13.708	13.125	12.622	11.550	138.247	0,210	29.032
64	UTE.PE.AM.002009	Pauini	815	782	834	800	801	825	866	972	971	967	926	898	10.459	0,289	3.023
65	UTE.PE.AM.002022	Pedras	159	159	138	147	153	148	152	171	175	174	168	179	1.924	0,329	633
66	UTE.PE.AM.029185	Rio Preto da Eva	3.801	3.382	3.730	3.752	4.114	4.004	4.193	4.399	4.500	4.631	4.574	4.618	49.698	0,283	14.065
67	UTE.PE.AM.003027	Sacambu	99	99	95	98	105	101	105	116	116	120	107	111	1.273	0,329	419
68	UTE.PE.AM.002779	Santa Isabel do Rio Negro	785	725	775	717	736	747	801	820	821	838	792	822	9.380	0,289	2.711
69	UTE.PE.AM.029213	Santa Rita do Weil	243	236	256	253	343	271	272	273	272	282	266	293	3.259	0,329	1.072
70	UTE.PE.AM.029494	Santana do Uatumã	60	52	57	54	59	56	61	64	67	69	67	64	730	0,349	255
71	UTE.PE.AM.026795	Santo Antônio do Içá	1.367	1.414	1.571	1.451	1.494	1.458	1.495	1.505	1.460	1.534	1.459	1.514	17.722	0,283	5.015
72	UTE.PE.AM.027073	São Gabriel da Cachoeira	2.846	2.757	3.151	3.004	3.133	3.072	3.314	3.432	3.458	3.568	3.457	3.237	38.430	0,283	10.876
73	UTE.PE.AM.026880	São Paulo de Olivença	1.157	1.044	1.172	1.074	1.109	1.156	1.200	1.307	1.342	1.305	1.246	1.253	14.367	0,296	4.253
74	UTE.PE.AM.002701	São Sebastião do Uatumã	707	651	658	646	681	669	685	718	718	787	752	805	8.477	0,289	2.450
75	UTE.PE.AM.027132	Silves	734	716	766	700	741	696	712	713	783	774	697	736	8.769	0,289	2.534

ELETRO AMAZONAS ENER			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh		
76	UTE.PE.AM.029485	Sucundurí	73	73	76	73	75	77	80	77	76	79	81	77	916	0,349	320
77	UTE.PE.AM.002790	Tabatinga	4.884	4.691	5.443	5.147	5.508	5.510	5.684	5.926	6.164	6.131	5.970	5.895	66.953	0,283	18.948
78	UTE.PE.AM.002812	Tapauá	1.238	1.275	1.227	1.113	1.167	1.312	1.441	1.446	1.424	1.457	1.474	1.410	15.983	0,289	4.619
79	UTE.PE.AM.002829	Tefé	6.614	6.318	7.169	7.266	7.898	7.306	8.016	8.348	7.765	8.536	8.139	7.736	91.111	0,283	25.784
80	UTE.PE.AM.002859	Tonantins	874	767	783	807	826	877	917	923	886	922	892	885	10.359	0,296	3.066
81	UTE.PE.AM.002890	Tuiue	166	158	161	173	173	175	178	181	173	169	176	180	2.064	0,329	679
82	UTE.PE.AM.027088	Uarini	971	884	918	902	932	930	988	1.028	998	997	1.069	984	11.600	0,296	3.434
83	UTE.PE.AM.002911	Urucará	1.293	1.161	1.346	1.269	1.505	1.562	1.642	1.642	1.689	1.664	1.603	1.552	17.927	0,283	5.073
84	UTE.PE.AM.027086	Urucurituba	1.504	1.329	1.442	1.360	1.455	1.428	1.431	1.384	1.504	1.589	1.580	1.612	17.616	0,289	5.091
85	UTE.PE.AM.002986	Vila Amazônia	677	677	622	614	666	631	668	692	697	687	643	702	7.973	0,289	2.304
86	UTE.PE.AM.027971	Vila Augusto Monte Negro	114	99	122	120	126	126	132	143	145	154	144	146	1.572	0,349	549
87	UTE.PE.AM.002991	Vila Bittencourt	48	48	77	76	75	75	62	68	69	64	55	60	776	0,329	255
88	UTE.PE.AM.002994	Vila Caiambé	181	157	193	190	200	199	210	227	231	244	228	232	2.492	0,329	820
89	UTE.PE.AM.027548	Vila Urucurituba	64	64	60	55	59	58	58	66	59	62	60	68	732	0,329	241
TOTAL			111.512	103.374	117.117	113.685	124.298	124.157	132.462	138.249	136.865	139.440	133.569	128.894	1.503.620		419.893

ELET DIST AMAZONAS			jan/18		fev/18		mar/18		abr/18		mai/18		jun/18		jul/18		ago/18		set/18		out/18		nov/18		dez/18		TOTAL				
#	CEG	Usina	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	GH PROPRIA	GT PROPRIA	GT FONTE ALTERNATIVA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PIE	
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³/MWh	m³
94	UTE.PE.AM.001157	Itacoatiara	0	8.683	0	7.547	0	9.119	0	8.752	0	10.666	0	11.663	0	10.645	0	13.651	0	12.682	0	13.528	0	17.901	0	6.527	0	131.364	0,253	33.235	
95	UTE.FL.AM.028348	Itacoatiara	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	3.600	0	0	0	43.200	0	-	-	-
TOTAL			3.600	8.683	3.600	7.547	3.600	9.119	3.600	8.752	3.600	10.666	3.600	11.663	3.600	10.645	3.600	13.651	3.600	12.682	3.600	13.528	3.600	17.901	0	6.527	43.200	131.364	0	33.235	

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS - Gás Natural			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
90	UTE.GN.AM.000340	Caapiranga	794	710	775	743	772	807	806	807	810	808	804	806	9.442
91	UTE.GN.AM.000788	Codajás	1.633	1.522	1.770	1.825	1.990	1.867	2.082	2.209	2.081	2.208	2.075	1.921	23.182
92	UTE.GN.AM.029942	Gás Anamá	902	807	839	825	868	966	966	945	950	934	945	881	10.827
93	UTE.GN.AM.029941	Gás Anori	1.082	1.030	1.208	1.218	1.325	1.064	1.164	1.410	1.500	1.479	1.343	1.371	15.194
		TOTAL	4.411	4.068	4.591	4.611	4.955	4.704	5.017	5.371	5.342	5.429	5.167	4.980	58.644

ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO AMAZONAS			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
96	-	Guajará	840	729	896	881	927	925	975	1.055	1.071	1.133	1.061	1.078	11.571
		TOTAL	840	729	896	881	927	925	975	1.055	1.071	1.133	1.061	1.078	11.571

8) Eletrobras Distribuição Rondônia

ELETRO DIST RONDONIA			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1	UTE.PE.RO.034416	Calama – BBF RO	231	210	251	239	250	253	256	268	279	286	250	236	3.007
2	UTE.PE.RO.032285	CNH Alvorada do Oeste	1.860	1.759	1.711	1.745	1.723	1.610	1.630	1.897	1.925	2.000	1.890	1.895	21.645
3	UTE.PE.RO.032286	CNH Buritis	6.867	6.594	7.336	7.184	7.234	7.250	7.578	8.142	8.048	8.405	8.224	7.834	90.697
4	UTE.PE.RO.032287	CNH Campo Novo	731	673	754	738	734	730	763	782	814	840	804	782	9.145
5	UTE.PE.RO.032289	CNH Costa Marques	1.435	1.312	1.458	1.505	1.411	1.384	1.336	1.580	1.658	1.695	1.611	1.634	18.020
6	UTE.PE.RO.032290	CNH Cujubim	2.528	2.372	2.650	2.536	2.534	2.488	2.793	3.082	3.023	3.087	2.881	2.761	32.736
7	UTE.PE.RO.032283	CNH Distrito de Triunfo	1.132	1.045	1.115	1.114	1.139	1.175	1.243	1.362	1.336	1.412	1.278	1.183	14.532
8	UTE.PE.RO.032299	CNH Izidolandia	110	109	110	106	109	106	104	118	109	119	115	116	1.331
9	UTE.PE.RO.032291	CNH Machadinho	4.274	4.103	4.578	4.604	4.715	4.637	4.871	5.144	4.986	5.364	4.894	5.031	57.202
10	UTE.PE.RO.032292	CNH Nova Califórnia	720	748	800	790	788	768	639	648	723	711	723	653	8.710
11	UTE.PE.RO.032300	CNH Pacarana	294	272	280	270	274	320	374	377	385	382	361	355	3.943
12	UTE.PE.RO.032293	CNH São Francisco	2.979	3.150	2.553	2.557	2.310	2.320	3.117	3.454	3.472	3.657	3.337	3.216	36.122
13	UTE.PE.RO.032284	CNH União Bandeirantes	1.035	980	1.096	1.118	1.120	1.161	1.166	1.231	1.217	1.291	1.247	1.241	13.903
14	UTE.PE.RO.032298	CNH Urucumacua	143	131	148	138	117	115	116	122	124	122	120	125	1.522
15	UTE.PE.RO.032294	CNH Vale do Anari	1.271	1.102	1.056	1.076	1.104	1.050	1.196	1.276	1.220	1.299	1.247	1.263	14.159
16	UTE.PE.RO.032296	CNH Vila Extrema	1.376	1.238	1.234	1.242	1.172	1.088	1.225	1.395	1.423	1.421	1.408	1.454	15.676
17	UTE.PE.RO.032297	CNH Vista Alegre	1.695	1.568	1.712	1.600	1.698	1.731	1.831	1.994	2.146	2.264	2.082	1.900	22.222
18	UTE.PE.RO.034417	Conceição da Galera – BBF RO	10	8	8	8	9	8	8	9	8	9	8	10	103
19	UTE.PE.RO.034418	Demarcação – BBF RO	22	20	22	22	24	24	24	24	24	24	22	21	270
20	UTE.PE.RO.034419	Maici – BBF RO	2	2	2	2	3	2	3	2	3	3	3	3	27
21	UTE.PE.RO.034420	Nazaré – BBF RO	85	74	78	75	78	84	78	78	75	75	73	79	932
22	UTE.PE.RO.034423	Pedras Negras BBF RO	16	15	16	16	16	17	16	20	22	22	20	19	215
23	UTE.PE.RO.034424	Rolim de Moura do Guaporé – BBF RO	87	75	92	92	88	96	88	109	104	108	93	90	1.123
24	UTE.PE.RO.034421	Santa Catarina – BBF RO	20	17	20	17	18	18	20	22	22	21	21	22	239
25	UTE.PE.RO.034422	São Carlos – BBF RO	161	173	171	169	193	178	159	161	188	166	371	252	2.343
26	UTE.PE.RO.034425	Surpresa – BBF RO	80	75	86	82	85	81	76	94	92	92	93	89	1.024
TOTAL			29.165	27.825	29.336	29.044	28.944	28.694	30.711	33.391	33.425	34.877	33.175	32.260	370.847

9) Eletrobras Distribuição Acre

ELETROACRE			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL
#	CEG	Usina	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE	GT PIE
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
1	UTE.PE.AC.034375	Assis Brasil - TEGC	534	494	549	513	478	436	486	508	489	526	509	525	6.046
2	UTE.PE.AC.034374	Feijó – CEA	1.845	1.727	1.916	1.823	1.785	1.762	1.791	1.905	1.707	1.860	1.765	1.820	21.705
3	UTE.PE.AC.034414	Jordão – BBF Acre	216	198	219	213	208	190	204	213	199	218	219	214	2.510
4	UTE.PE.AC.034376	Manoel Urbano - TEGC	544	524	565	551	538	500	556	561	528	565	549	559	6.539
5	UTE.PE.AC.034412	Marechal Thaumaturgo – BBF Acre	457	407	464	447	452	414	455	480	449	473	467	463	5.428
6	UTE.PE.AC.034413	Porto Walter – BBF Acre	330	303	338	343	347	318	335	344	335	361	368	376	4.098
7	UTE.PE.AC.034415	Santa Rosa do Purus – BBF Acre	173	164	182	175	170	154	166	217	168	181	179	180	2.108
8	UTE.PE.AC.034373	Tarauacá – CEA	2.308	2.158	2.378	2.327	2.252	2.052	2.266	2.337	2.245	2.404	2.319	2.314	27.360
9	UTE.PE.AC.034372	Cruzeiro do Sul CEA	13.357	12.029	13.075	12.829	12.798	11.582	12.783	13.145	12.584	13.414	13.146	13.062	153.804
TOTAL			19.763	18.004	19.685	19.220	19.027	17.406	19.042	19.708	18.703	20.003	19.523	19.514	229.597

10) Energisa

ENERGISA-MT			jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	TOTAL		
#	CEG	Usina	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	GT PROPRIA	LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	m³/MWh	m³
1	UTE.PE.MT.029365	Guariba	378	350	349	326	359	362	460	467	464	525	476	423	4.938	0,289	1.427
TOTAL			378	350	349	326	359	362	460	467	464	525	476	423	4.938		1.427

Lista de Figuras e Tabelas

Figura 2-1: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados – 2018	7
Tabela 2-1: Agentes responsáveis pelo suprimento de energia aos Sistemas Isolados	8
Tabela 3-1: Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos	10
Tabela 4-1: Carga Própria de Energia Prevista – 2018 (MWh/MWmed)	12
Tabela 4-2: Número de Sistemas Isolados por Empresa em 2018	13
Figura 4-1: Composição da Matriz de Energia Elétrica	14
Tabela 4-3: Localidades não Atendidas 24h em Roraima	15
Figura 5-1: Sistemas – Eletrobras Distribuição Acre	16
Tabela 5-1: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Eletrobras Dist. Acre	16
Figura 5-2: Sistemas – CEA	17
Tabela 5-2: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CEA	18
Figura 5-3: Sistemas – Eletrobras Distribuição Amazonas	18
Tabela 5-3: Suprimento de Energia – ELB Dist. Amazonas	19
Tabela 5-4: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (GN) – ELB Dist. Amazonas	19
Tabela 5-5 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – ELB Dist. Amazonas	20
Tabela 5-5 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – ELB Distribuição Amazonas	21
Figura 5-4: Sistema – Energisa MT	22
Tabela 5-6: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa MT	22
Figura 5-5: Sistemas – CELPA e Petrobras	23
Tabela 5-7: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – CELPA	24
Tabela 5-8: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Petrobras	24
Figura 5-6: Sistema – CELPE	25

Tabela 5-9: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CELPE	25
Figura 5-7: Sistemas – Eletrobras Distribuição Rondônia	26
Tabela 5-10: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Dist. Rondônia	27
Tabela 5-11: Energia: Carga, Intercâmbios e Geração Local em Boa Vista – Eletrobras Distribuição Roraima	28
Tabela 5-12: Demanda: Carga, Intercâmbios e Geração Local em Boa Vista – Eletrobras Distribuição Roraima	29
Tabela 5-13: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - Boa Vista	29
Figura 5-8: Sistemas – Eletrobras Distribuição Roraima - Interior	30
Tabela 5-14: Sistemas com Suprimento de Energia – ELB Distribuição Roraima - Interior	30
Tabela 5-15 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Distribuição Roraima - Interior	31
Tabela 5-15 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – ELB Dist. Roraima - Interior	32
Tabela 6-1: Previsão de Geração da PCH Alto Jatapu	33
Tabela 6-2: Geração Térmica – Gás Natural e Biomassa	34
Tabela 6-3: Importação de Energia	34
Tabela 6-4: Sensibilidade – Leilão nº002/2016 – ELB Dist. Amazonas	35
Tabela 6-5: Consumo Previsto por Tipo de Combustível	35
Tabela 6-6: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos	36
Tabela 6-7: Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)	37

ANEXO C.II - Despacho nº 2.504/2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.504, DE 16 DE AGOSTO DE 2017

[Texto Original](#)

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA E O SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, tendo em vista o que consta no Processo nº 48500.004972/2016-34, e considerando os documentos técnicos e manifestações no âmbito da fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, gerida pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, reembolsados à Amazonas Distribuidora de Energia S.A., decide: (i) determinar à ELETROBRAS, na qualidade de gestora da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, no período fiscalizado de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016, o ressarcimento ao fundo da CCC do valor de R\$ 2.998.848.507,12 (dois bilhões, novecentos e noventa e oito milhões, oitocentos e quarenta e oito mil, quinhentos e sete reais e doze centavos), atualizados até de 30 de junho de 2017, no prazo de até 90 (noventa) dias a partir da publicação deste Despacho, com a devida atualização pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA até a data do efetivo pagamento; ii) que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, na condição de atual gestora da CCC, suspenda, a partir da publicação deste Despacho, os desembolsos aos Contratos de Confissão de Dívidas – CCD's celebrados entre a ELETROBRAS e a Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

TICIANA FREITAS DE SOUSA

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO

ANEXO C.III - Custo Total de Geração

Contas Setoriais CCC - Custo Total da Geração - R\$ 2018

Plano Anual de Custos							
BENEFICIÁRIAS	COMBUSTÍVEL	DESP.ACESSÓRIA	CUSTO DA GERAÇÃO PRÓPRIA	CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA E ENERGIA	DESCONTO ACR	FATOR DE CORTE	CUSTO TOTAL
BR Distribuidora	45.318.990,41	0,00	6.153.638,45	0,00	-10.488.976,53	-245.901,91	40.737.750,41
CEA	2.709.167,87	0,00	554.140,01	79.126.564,16	-9.862.780,97	-1.813.177,28	70.713.913,80
CELPA	16.716.474,45	0,00	4.694.346,56	499.558.441,55	-84.653.058,43	-2.617.897,22	433.698.306,90
CELPE	12.589.659,46	10.323.053,74	4.722.868,09	0,00	-4.038.488,60	-141.582,56	23.455.510,13
EDRR - Capital	161.842.404,54	0,00	0,00	329.346.201,98	-209.705.957,49	-6.192.618,28	275.290.030,76
EDRR - Interior	18.355.670,18	1.393.596,26	491.965,00	71.040.493,01	-70.821.674,78	-450.121,09	20.009.928,57
ELETRO AMAZONAS ENER	3.204.571.804,45	155.054.082,88	380.483.667,55	1.118.685.135,41	-1.439.530.277,45	-287.218.210,68	3.132.046.202,16
ELETRO DIST RONDONIA	0,00	0,00	0,00	1.389.915.801,56	-78.990.491,27	-95.697.547,65	1.215.227.762,64
ELETROACRE	0,00	0,00	0,00	308.534.123,74	-46.439.596,29	-6.552.363,19	255.542.164,27
ENERGISA-MT	4.023.495,11	0,00	1.401.956,07	0,00	-1.051.787,40	-83.099,61	4.290.564,17
	3.466.127.666,46	166.770.732,88	398.502.581,73	3.796.206.761,41	-1.955.583.089,20	-401.012.519,47	5.471.012.133,80

ANEXO C.IV - Custo Total de Sub-Rogação por Beneficiário

Plano Anual de Custos		
BENEFICIÁRIAS	EMPREENDIMENTO	SUB ROGAÇÃO
CELPA	Interligação da ilha de MARAJÓ	104.305.102,98
ELETRO DIST RONDONIA	Interligação de regiões do Estado de Rondônia	173.003.350,12
ENERGISA-MT	Interligação do município de Rondolândia	1.899.692,24
ENERGISA-MT	Interligação do distrito de Paranorte	621.583,25
ENERGISA-MT	Interligação da região de Comodoro	4.861.935,76
		284.691.664,35

Energisa-MT: Interligação do município de Rondolândia - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 5.894, DE 21 DE JUNHO DE 2016
Cálculo conforme Resolução Nº 427 de 22/02/2011 - Vi = E medida * k * (CT Termelétrica - CG Empreendimento)

Energisa-MT: Interligação do distrito de Paranorte - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 6.174 , DE 31 DE JANEIRO DE 2017
Cálculo conforme Resolução Nº 427 de 22/02/2011 - Vi = E medida * k * (CT Termelétrica - CG Empreendimento)

Energisa-MT: Interligação da região de Comodoro - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 1.877 DE 7 ABRIL DE 2009
Cálculo conforme Resolução Nº 146 de 14/02/2005 - Vi = Emi * k * (1000 * CE * Pci - TEH)

CELPA: Interligação da Ilha do Marajó - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA 1.999 DE 07/07/2009 E 3.405 DE 27/03/2012
Cálculo conforme Resolução Nº 146 de 14/02/2005 - Vi = Emi * k * (1000 * CE * Pci - TEH)

CERON: Interligação de Regiões do Estado de Rondônia - RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 6.280 DE 11 ABRIL DE 2017
De acordo com o Anexo I - cronograma de desembolsos:
Previsão acumulada 2017: R\$ 54.997.717,02
Previsão acumulada 2018: R\$ 118.005.633,10

Total CERON 2017 e 2018 --> R\$ 173.003.350,12

Medição estimada para o cálculo baseada nos dados históricos.

ANEXO C.V - Custo Total de Contrato de Confissão de Dívida por Beneficiário

Plano Anual de Custos	
BENEFICIÁRIAS	CCD
EDRR - Capital	22.058.554,38
ELETRO AMAZONAS ENER	0,00
ELETRO DIST RONDONIA	292.199.682,84
ELETROACRE	28.906.252,15
	343.164.489,36

Desembolsos conforme contratos de confissão de dívidas.

De acordo com o Despacho 2504/2017, não foi contemplado no orçamento CDE 2018, nenhum valor de CCD's para a Amazonas Distribuidora de Energia S.A..

ANEXO C.VI - Custo de Combustível por Beneficiário

BR Distribuidora

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Alcoa Beneficiamento	Óleo Diesel	11.444.081	3,52	0,61	3,25	2,95	0,61	26.831.159,01	6.941.702,19	3.442.412,85	37.215.274,05
Alcoa Porto	Óleo Diesel	2.491.977	3,52	0,61	3,25	2,95	0,61	5.843.278,83	1.510.843,76	749.593,76	8.103.716,36
								32.674.437,84	8.452.545,95	4.192.006,61	45.318.990,41

CEA

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Lourenço	Óleo Diesel	1.015.568	3,92	0,69	3,35	3,04	0,69	2.394.039,65	0,00	315.128,22	2.709.167,87
								2.394.039,65	0,00	315.128,22	2.709.167,87

CELPA

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Monte Dourado	Óleo Diesel	4.538.687	3,54	0,61	3,25	4,15	0,61	16.087.098,47	358.052,52	271.323,46	16.716.474,45
								16.087.098,47	358.052,52	271.323,46	16.716.474,45

CELPE

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Tubarão	Óleo Diesel	5.365.691	2,99	0,58	3,11	2,77	0,58	11.727.378,60	623.210,33	239.070,53	12.589.659,46
								11.727.378,60	623.210,33	239.070,53	12.589.659,46

EDRR - Capital

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Distrito (Bloco Soenergy + Oliveira)	Óleo Diesel	13.624.752	3,53	0,60	3,18	4,13	0,60	48.108.432,61	8.231.508,46	737.723,10	57.077.664,17
Floresta	Óleo Diesel	7.535.724	3,53	0,60	3,18	4,13	0,60	26.608.451,01	4.552.894,01	408.027,80	31.569.372,82
Monte Cristo	Óleo Diesel	8.553.109	3,53	0,60	3,18	4,13	0,60	30.198.928,76	5.165.689,34	463.114,93	35.827.733,03
Novo Paraíso	Óleo Diesel	8.924.122	3,53	0,60	3,18	4,13	0,60	31.501.775,53	5.382.655,26	483.203,72	37.367.634,51
								136.417.587,91	23.332.747,07	2.092.069,56	161.842.404,54

EDRR - Interior

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Com. Indígena Água Fria	Óleo Diesel	52.643	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	182.785,88	31.799,36	2.793,25	217.378,49
Com. Indígena Araça da Normandia	Óleo Diesel	28.984	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	100.630,22	17.500,34	1.537,90	119.668,46
Com. Indígena Bananal	Óleo Diesel	21.304	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	73.977,05	12.875,56	1.130,38	87.982,99
Com. Indígena Boca da Mata	Óleo Diesel	51.222	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	177.876,49	30.965,93	2.717,85	211.560,26
Com. Indígena Cajú	Óleo Diesel	14.752	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	33.659,61	8.908,52	867,78	43.435,91
Com. Indígena Caraparu III	Óleo Diesel	2.267	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	7.869,73	1.368,17	120,28	9.358,18
Com. Indígena Caraparú IV	Óleo Diesel	2.642	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	6.027,02	1.596,92	155,42	7.779,35
Com. Indígena Catual	Óleo Diesel	4.567	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.419,37	2.758,14	268,63	13.446,15
Com. Indígena Cobra	Óleo Diesel	4.620	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.540,59	2.789,64	271,75	13.601,97
Com. Indígena Congresso	Óleo Diesel	2.443	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	5.575,03	1.475,36	143,73	7.194,12
Com. Indígena Darora	Óleo Diesel	11.490	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	39.910,02	6.956,09	609,65	47.475,76
Com. Indígena Enseada	Óleo Diesel	17.625	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	61.206,71	10.655,34	935,20	72.797,24
Com. Indígena Entroncamento	Óleo Diesel	12.718	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	44.164,04	7.686,45	674,84	52.525,32
Com. Indígena Flexal	Óleo Diesel	21.456	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	74.509,15	12.971,98	1.138,44	88.619,57
Com. Indígena Gavião	Óleo Diesel	7.693	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	17.551,02	4.648,15	452,55	22.651,71
Com. Indígena Guariba	Óleo Diesel	9.809	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	34.049,81	5.916,15	520,47	40.486,43
Com. Indígena Ingarumã	Óleo Diesel	12.036	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	41.803,01	7.281,34	638,65	49.723,00
Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wa	Óleo Diesel	8.823	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	20.130,19	5.329,56	519,01	25.978,76
Com. Indígena Maracá	Óleo Diesel	4.567	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.419,37	2.758,14	268,63	13.446,15
Com. Indígena Maracanã	Óleo Diesel	27.898	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	96.892,57	16.877,33	1.480,28	115.250,18
Com. Indígena Maruwai	Óleo Diesel	3.438	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	7.845,34	2.076,26	202,26	10.123,86
Com. Indígena Maturuca	Óleo Diesel	23.779	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	82.583,41	14.381,29	1.261,74	98.226,44
Com. Indígena Milagre	Óleo Diesel	3.976	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	13.808,06	2.405,12	210,95	16.424,13
Com. Indígena Monte Muria I	Óleo Diesel	7.572	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	26.292,00	4.574,16	401,78	31.267,94
Com. Indígena Monte Muriá II	Óleo Diesel	4.681	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	16.253,37	2.827,31	248,38	19.329,06
Com. Indígena Mutum	Óleo Diesel	28.191	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	97.905,15	17.051,00	1.495,80	116.451,95
Com. Indígena Napoleão	Óleo Diesel	56.971	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	197.812,35	34.413,78	3.022,87	235.249,00
Com. Indígena Nova Aliança	Óleo Diesel	2.179	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	4.972,00	1.315,99	128,19	6.416,18
Com. Indígena Nova Jerusalem	Óleo Diesel	2.826	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	6.448,90	1.706,61	166,26	8.321,77
Com. Indígena Olho d'água	Óleo Diesel	10.862	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	37.711,46	6.559,34	576,31	44.847,11
Com. Indígena Pacú	Óleo Diesel	2.179	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	4.972,00	1.315,99	128,19	6.416,18
Com. Indígena Patativa	Óleo Diesel	3.582	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	12.434,81	2.161,62	190,05	14.786,49
Com. Indígena Pedra Preta	Óleo Diesel	7.325	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	16.714,04	4.423,14	430,90	21.568,08
Com. Indígena Perdiz	Óleo Diesel	6.509	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	14.848,94	3.933,45	382,89	19.165,28
Com. Indígena Sabiá	Óleo Diesel	2.177	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	7.557,73	1.314,56	115,50	8.987,79

EDRR - Interior

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Com. Indígena Santa Creuza	Óleo Diesel	11.130	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	38.643,68	6.722,17	590,55	45.956,39
Com. Indígena Santa Cruz	Óleo Diesel	3.555	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	8.114,80	2.143,70	209,13	10.467,63
Com. Indígena Santa Ines	Óleo Diesel	3.558	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	8.119,97	2.147,86	209,32	10.477,15
Com. Indígena Santa Rosa	Óleo Diesel	12.608	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	43.782,18	7.620,92	668,98	52.072,08
Com. Indígena São Marcos	Óleo Diesel	12.473	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	43.314,85	7.540,61	661,82	51.517,28
Com. Indígena Serra do Sol	Óleo Diesel	2.828	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	6.457,04	1.703,14	166,35	8.326,52
Com. Indígena Socó	Óleo Diesel	28.864	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	100.236,12	17.450,39	1.531,54	119.218,04
Com. Indígena Soma	Óleo Diesel	4.620	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.540,59	2.789,64	271,75	13.601,97
Com. Indígena Sorocaima	Óleo Diesel	22.147	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	76.899,71	13.379,97	1.175,12	91.454,80
Com. Indígena Sorocaima II	Óleo Diesel	5.578	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	19.361,37	3.364,11	295,95	23.021,43
Com. Indígena Surumú	Óleo Diesel	451.289	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	1.567.329,37	272.980,75	23.945,45	1.864.255,57
Com. Indígena Ticoça	Óleo Diesel	12.480	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	28.465,18	7.544,50	734,08	36.743,76
Com. Indígena Vizeu	Óleo Diesel	4.410	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.060,36	2.664,85	259,41	12.984,62
Com. Indígena Way-Way-Samauma	Óleo Diesel	4.415	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	10.070,91	2.667,12	259,67	12.997,70
Com. Indígena Xixuaú	Óleo Diesel	13.300	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	46.170,23	8.025,24	705,68	54.901,15
Com. Indígena Xumina	Óleo Diesel	30.485	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	105.873,97	18.439,46	1.617,54	125.930,96
Com. Indígena. Pedra Branca	Óleo Diesel	7.493	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	26.020,14	4.529,41	397,58	30.947,13
Comunidade Indígena Canavial	Óleo Diesel	5.192	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	11.844,64	3.137,44	305,42	15.287,50
Uiramutã	Óleo Diesel	423.310	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	965.774,13	255.684,26	24.900,25	1.246.358,64
Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	Óleo Diesel	5.923	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	13.518,84	3.572,06	348,41	17.439,31
Vila Brasil	Óleo Diesel	2.190.293	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	7.603.875,49	1.321.867,70	116.217,14	9.041.960,34
Vila Cachoeirinha	Óleo Diesel	51.936	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	180.276,85	31.317,29	2.755,75	214.349,89
Vila Caicubi	Óleo Diesel	81.185	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	281.827,90	48.980,94	4.307,67	335.116,50
Vila Dona Cota	Óleo Diesel	11.620	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	40.322,15	6.995,12	616,55	47.933,82
Vila Floresta	Óleo Diesel	29.711	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	103.131,63	17.918,38	1.576,45	122.626,46
Vila Itaquera	Óleo Diesel	26.323	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	91.368,57	15.870,01	1.396,72	108.635,31
Vila Lago Grande	Óleo Diesel	26.346	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	91.482,35	15.917,74	1.397,95	108.798,03
Vila Panacarica	Óleo Diesel	13.521	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	30.857,75	8.157,21	795,35	39.810,30
Vila Remanso	Óleo Diesel	30.683	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	106.506,59	18.505,47	1.628,02	126.640,08
Vila Sacai	Óleo Diesel	86.196	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	299.230,28	52.009,78	4.573,58	355.813,64
Vila Samaúma	Óleo Diesel	12.481	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	43.332,09	7.535,83	662,23	51.530,16
Vila Santa Maria do Boiaçú	Óleo Diesel	192.390	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	668.048,48	116.253,24	10.208,21	794.509,93
Vila Santa Maria do Xerui	Óleo Diesel	36.333	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	126.114,37	21.907,42	1.927,83	149.949,61
Vila Santa Maria Velha	Óleo Diesel	10.836	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	37.610,90	6.530,62	574,99	44.716,51
Vila São Francisco do Baixo Rio Bra	Óleo Diesel	8.833	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	33.199,06	5.437,26	513,59	39.149,91

EDRR - Interior

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Vila São Pedro	Óleo Diesel	5.915	3,48	0,62	3,31	3,01	0,62	14.157,59	3.635,07	362,72	18.155,37
Vila Tanauaú	Óleo Diesel	6.229	3,47	0,60	3,18	2,89	0,60	14.215,53	3.757,83	366,40	18.339,76
Vila Tepequem	Óleo Diesel	200.000	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	694.287,44	120.666,30	10.611,99	825.565,73
Vila Terra Preta	Óleo Diesel	36.377	3,47	0,60	3,18	4,08	0,60	126.284,94	21.952,85	1.930,14	150.167,93
								15.324.884,44	2.782.901,73	247.884,01	18.355.670,18

ELETRO AMAZONAS ENER

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Alterosa	Óleo Diesel	398.254	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	1.496.819,50	107.882,66	56.730,20	1.661.432,36
Alvarães	Óleo Diesel	3.469.712	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	12.292.101,44	940.257,28	460.282,31	13.692.641,03
Amaturá	Óleo Diesel	2.050.975	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	7.709.105,77	555.852,51	292.156,09	8.557.114,37
ANAMÃ - GÁS	Gás Natural	4.049.529	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	3.863.250,58	253.516,71	190.935,29	4.307.702,58
ANORI - GÁS	Gás Natural	4.977.026	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	4.748.082,76	311.581,73	234.666,77	5.294.331,26
APARECIDA	Gás Natural	182.800.274	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	175.196.165,18	11.444.028,36	8.652.133,30	195.292.326,84
Apuí	Óleo Diesel	5.938.448	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	20.713.420,36	1.607.517,09	773.243,25	23.094.180,70
Arara	Óleo Diesel	255.119	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	890.250,60	69.231,69	33.218,96	992.701,25
Autazes	Óleo Diesel	9.600.651	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	33.285.616,95	2.601.385,55	1.240.698,32	37.127.700,82
Auxiliadora	Óleo Diesel	406.008	3,28	0,62	3,31	3,90	0,62	1.333.132,97	110.028,93	49.090,02	1.492.251,92
Axinim	Óleo Diesel	453.033	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	1.571.326,74	123.041,59	58.545,70	1.752.914,03
Barcelos	Óleo Diesel	5.012.383	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	18.458.822,81	1.357.330,60	696.825,67	20.512.979,08
Barreirinha	Óleo Diesel	4.698.222	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	16.338.685,94	1.272.645,00	609.454,04	18.220.784,98
Belém do Solimões	Óleo Diesel	687.939	3,75	0,62	3,31	4,36	0,62	2.579.081,54	186.760,45	97.658,42	2.863.500,41
Belo Monte	Óleo Diesel	232.805	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	829.729,12	63.064,29	31.111,13	923.904,54
Benjamin Constant	Óleo Diesel	9.368.755	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	35.216.834,55	2.539.992,73	1.334.554,91	39.091.382,19
Beruri	Óleo Diesel	3.805.842	3,61	0,62	3,31	4,22	0,62	13.730.269,38	1.031.672,89	516.050,43	15.277.992,70
Betânia	Óleo Diesel	494.816	3,75	0,62	3,31	4,36	0,62	1.854.417,08	134.047,48	70.243,04	2.058.707,60
Boa Vista do Ramos	Óleo Diesel	4.468.807	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	15.541.582,38	1.210.817,33	579.694,28	17.332.094,00
Boca do Acre	Óleo Diesel	10.041.294	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	35.029.337,97	2.720.391,50	1.307.473,51	39.057.202,97
Borba	Óleo Diesel	7.376.740	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	25.575.502,53	1.998.894,29	953.300,83	28.527.697,65
Caapiranga	Gás Natural	2.728.738	3,27	0,62	3,31	3,01	0,62	6.524.685,15	739.676,69	403.040,28	7.667.402,12
CAAPIRANGA - GÁS	Gás Natural	3.028.723	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	2.889.401,45	189.610,16	142.804,28	3.221.815,88
Caburi	Óleo Diesel	1.418.990	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	4.935.411,72	384.675,43	184.071,60	5.504.158,75
Camaruã	Óleo Diesel	220.760	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	787.033,15	59.903,33	29.501,55	876.438,03
Campinas	Óleo Diesel	368.653	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	1.286.028,71	99.864,03	48.002,12	1.433.894,86
Canutama	Óleo Diesel	2.445.451	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	8.716.454,98	662.766,83	326.800,81	9.706.022,62
Carauari	Óleo Diesel	7.551.072	3,48	0,62	3,31	4,10	0,62	26.304.809,64	2.045.363,30	981.569,83	29.331.742,77
Careiro da Várzea	Óleo Diesel	2.873.582	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	9.964.975,81	779.600,28	371.354,84	11.115.930,93
Carvoeiro	Óleo Diesel	46.171	3,39	0,62	3,31	4,01	0,62	156.684,91	12.507,12	5.813,37	175.005,40
Castanho	Óleo Diesel	18.105.607	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	62.966.442,95	4.905.206,26	2.348.662,04	70.220.311,26
Caviana	Óleo Diesel	695.835	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	2.427.294,76	188.451,99	90.604,44	2.706.351,18
Coari	Óleo Diesel	27.803.800	3,52	0,62	3,31	4,14	0,62	97.894.937,70	7.532.508,37	3.661.154,09	109.088.600,17
CODAJÁS - GÁS	Gás Natural	7.593.786	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	7.244.471,56	475.401,36	358.047,00	8.077.919,91
CRISTIANO ROCHA	Gás Natural	150.431.944	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	151.309.125,62	9.417.641,42	7.413.587,06	168.140.354,11

ELETRO AMAZONAS ENER

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Cucuí	Óleo Diesel	378.717	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	1.394.760,14	102.590,34	52.649,53	1.550.000,01
Eirunepé	Óleo Diesel	7.144.404	3,45	0,62	3,31	4,07	0,62	24.637.380,03	1.936.366,04	917.221,54	27.490.967,61
Envira	Óleo Diesel	3.578.279	3,34	0,62	3,31	3,96	0,62	11.948.541,82	969.524,96	441.695,57	13.359.762,35
Estirão do Equador	Óleo Diesel	224.706	3,40	0,62	3,31	4,02	0,62	764.464,23	60.870,57	28.378,98	853.713,78
Feijoa	Óleo Diesel	862.259	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	3.240.762,54	233.576,65	122.826,51	3.597.165,70
Fonte Boa	Óleo Diesel	5.752.795	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	21.624.355,85	1.559.566,98	819.470,81	24.003.393,65
Humaitá	Óleo Diesel	18.850.300	3,50	0,62	3,31	4,12	0,62	65.959.633,07	5.105.279,49	2.463.718,57	73.528.631,12
Iauaretê	Óleo Diesel	428.386	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	1.577.745,31	116.071,50	59.554,62	1.753.371,44
Ipiranga	Óleo Diesel	171.559	3,44	0,62	3,31	4,05	0,62	589.211,04	46.473,41	21.918,70	657.603,15
Ipixuna	Óleo Diesel	3.001.647	3,34	0,62	3,31	3,96	0,62	10.023.107,61	813.302,52	370.517,95	11.206.928,08
Itacoatiara	Óleo Diesel	33.235.104	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	115.204.779,76	8.995.734,36	4.294.993,78	128.495.507,91
Itamarati	Óleo Diesel	2.272.442	3,48	0,62	3,31	4,10	0,62	7.916.896,07	615.823,28	295.396,52	8.828.115,87
Itapiranga	Óleo Diesel	4.455.999	3,40	0,62	3,31	4,02	0,62	15.160.021,06	1.207.282,72	562.764,12	16.930.067,90
Itapuru	Óleo Diesel	140.366	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	500.273,94	38.023,76	18.758,04	557.055,73
Japurá	Óleo Diesel	220.334	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	780.523,19	59.686,07	29.228,87	869.438,13
JARAQUI	Gás Natural	158.747.691	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	159.673.362,37	9.938.240,44	7.823.403,70	177.435.006,51
Juruá	Óleo Diesel	2.331.329	3,48	0,62	3,31	4,10	0,62	8.122.528,81	631.991,21	303.051,34	9.057.571,36
Jutaí	Óleo Diesel	4.652.019	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	17.484.414,96	1.260.182,11	662.668,03	19.407.265,11
Lábrea	Óleo Diesel	10.155.975	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	36.195.808,71	2.750.850,62	1.357.206,16	40.303.865,49
Limoeiro	Óleo Diesel	1.661.706	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	5.886.522,23	450.138,32	220.437,26	6.557.097,81
Lindoia	Óleo Diesel	1.733.190	3,40	0,62	3,31	4,02	0,62	5.896.412,78	469.502,68	218.890,80	6.584.806,26
Manaquiri	Óleo Diesel	5.777.229	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	20.091.222,02	1.564.989,38	749.422,95	22.405.634,34
MANAUARA	Gás Natural	149.656.179	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	150.528.836,84	9.369.075,41	7.375.355,80	167.273.268,06
Manicoré	Óleo Diesel	10.073.472	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	34.917.403,86	2.726.205,52	1.301.801,18	38.945.410,56
Maraã	Óleo Diesel	3.503.846	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	12.412.225,98	949.154,42	464.810,45	13.826.190,86
Matupi	Óleo Diesel	5.179.469	3,40	0,62	3,31	4,02	0,62	17.621.186,31	1.403.210,67	654.133,63	19.678.530,60
MAUÁ BLOCO III	Gás Natural	322.588.492	1,13	0,17	0,00	1,13	0,17	307.749.420,97	20.195.329,93	15.210.047,38	343.154.798,27
Maués	Óleo Diesel	14.807.801	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	51.488.046,60	4.007.573,28	1.920.870,12	57.416.490,00
Moura	Óleo Diesel	259.255	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	954.799,08	70.229,39	36.041,84	1.061.070,31
Murituba	Óleo Diesel	108.222	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	383.370,38	29.316,07	14.356,37	427.042,83
Nhamundá	Óleo Diesel	5.286.641	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	18.385.125,49	1.432.094,38	685.783,82	20.503.003,68
Nova Olinda do Norte	Óleo Diesel	7.915.227	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	27.441.725,30	2.144.484,88	1.022.889,89	30.609.100,07
Novo Airão	Óleo Diesel	5.723.675	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	19.903.108,06	1.549.658,09	742.475,98	22.195.242,13
Novo Aripuanã	Óleo Diesel	5.892.626	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	20.428.187,66	1.595.937,90	761.507,87	22.785.633,43
Novo Céu	Óleo Diesel	3.795.437	3,44	0,62	3,31	4,05	0,62	13.036.819,80	1.028.826,83	484.913,00	14.550.559,63

ELETRO AMAZONAS ENER

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Novo Remanso	Óleo Diesel	5.197.012	3,46	0,62	3,31	4,07	0,62	17.961.852,85	1.408.114,38	669.069,20	20.039.036,43
Palmeiras	Óleo Diesel	181.668	3,40	0,62	3,31	4,02	0,62	618.148,15	49.257,86	22.943,45	690.349,45
Paraua	Óleo Diesel	365.383	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	1.267.111,93	99.145,48	47.218,74	1.413.476,14
Parintins	Óleo Diesel	29.031.848	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	100.934.347,37	7.851.887,09	3.766.015,70	112.552.250,16
Pauini	Óleo Diesel	3.022.617	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	10.773.615,03	819.161,05	403.931,20	11.996.707,29
Pedras	Óleo Diesel	632.996	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	2.201.629,92	171.597,96	82.112,34	2.455.340,22
PONTA NEGRA	Gás Natural	146.610.611	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	147.465.509,87	9.178.410,67	7.225.264,12	163.869.184,66
Rio Preto da Eva	Óleo Diesel	14.064.534	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	48.912.864,90	3.810.474,54	1.824.453,42	54.547.792,86
Sacambu	Óleo Diesel	418.962	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	1.461.656,80	113.547,92	54.552,87	1.629.757,58
Santa Isabel do Rio Negro	Óleo Diesel	2.710.820	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	9.984.651,84	734.810,49	376.860,51	11.096.322,85
Santa Rita do Weil	Óleo Diesel	1.072.130	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	4.030.136,08	290.684,11	152.722,15	4.473.542,34
Santana do Uatumã	Óleo Diesel	254.940	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	883.910,90	69.091,47	32.946,05	985.948,43
Santo Antônio do Içá	Óleo Diesel	5.015.326	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	18.853.203,22	1.360.055,74	714.420,24	20.927.679,20
São Gabriel da Cachoeira	Óleo Diesel	10.875.691	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	40.056.087,34	2.947.194,46	1.511.947,64	44.515.229,44
São Paulo de Olivença	Óleo Diesel	4.252.735	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	15.984.870,00	1.152.525,15	605.791,05	17.743.186,20
São Sebastião do Uatumã	Óleo Diesel	2.449.913	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	8.494.609,15	664.143,79	316.603,80	9.475.356,74
Silves	Óleo Diesel	2.534.198	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	8.815.199,95	687.423,56	328.736,50	9.831.360,01
Sucundurí	Óleo Diesel	319.780	3,50	0,62	3,31	4,12	0,62	1.119.120,83	86.681,45	41.794,98	1.247.597,26
Tabatinga	Óleo Diesel	18.947.699	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	71.217.664,94	5.134.288,07	2.699.050,65	79.051.003,66
TAMBAQUI	Gás Natural	160.355.355	1,18	0,17	0,00	1,18	0,17	161.290.401,42	10.038.886,67	7.902.632,63	179.231.920,73
Tapauá	Óleo Diesel	4.619.087	3,56	0,62	3,31	4,18	0,62	16.462.100,37	1.251.001,45	617.277,33	18.330.379,15
Tefé	Óleo Diesel	25.784.378	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	91.343.627,82	6.986.279,92	3.420.483,71	101.750.391,45
Tonantins	Óleo Diesel	3.066.293	3,76	0,62	3,31	4,38	0,62	11.524.911,38	830.792,91	436.785,50	12.792.489,79
Tuiue	Óleo Diesel	679.092	3,49	0,62	3,31	4,11	0,62	2.369.240,05	184.071,78	88.424,32	2.641.736,15
Uarini	Óleo Diesel	3.433.694	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	12.164.946,89	930.693,57	455.504,20	13.551.144,66
Urucará	Óleo Diesel	5.073.201	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	17.586.279,22	1.373.489,91	655.613,04	19.615.382,17
Urucurituba	Óleo Diesel	5.091.136	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	17.653.263,04	1.380.462,55	657.930,82	19.691.656,40
Vila Amazônia	Óleo Diesel	2.304.209	3,48	0,62	3,31	4,09	0,62	8.014.497,50	624.735,15	298.902,28	8.938.134,93
Vila Augusto Monte Negro	Óleo Diesel	548.540	3,29	0,62	3,31	3,90	0,62	1.802.089,03	148.593,63	66.372,85	2.017.055,51
Vila Bittencourt	Óleo Diesel	255.412	3,68	0,62	3,31	4,30	0,62	940.866,31	69.284,99	35.507,62	1.045.658,93
Vila Caiambé	Óleo Diesel	820.015	3,54	0,62	3,31	4,16	0,62	2.904.868,51	222.133,30	108.780,91	3.235.782,72
Vila Urucurituba	Óleo Diesel	240.987	3,47	0,62	3,31	4,08	0,62	835.646,84	65.360,20	31.142,85	932.149,89
								2.877.513.207,62	204.294.562,71	122.764.034,12	3.204.571.804,45

ENERGISA-MT

Combustíveis			PREÇO BENEFICIÁRIO		PREÇO ANP COM ICMS	PREÇO APROVADO		CUSTO COM COMBUSTÍVEIS			
UTE	COMB	QTD COMB	TOTAL	ICMS		COM ICMS	ICMS	BRUTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	LÍQUIDO
Guariba	Óleo Diesel	1.427.073	3,82	0,63	3,59	3,26	0,63	3.758.845,93	169.803,80	94.845,37	4.023.495,11
								3.758.845,93	169.803,80	94.845,37	4.023.495,11

ANEXO C.VII – Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiário

BR Distribuidora

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
ALCOA BENEFICIAMENTO	0,00	0,00	0,00	0,00
ALCOA PORTO	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00

CEA

<i>Despesas Acessórias - FRETE</i>				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
LOURENÇO	0,00	0,00	0,00	0,00
OIAPOQUE COEN		0,00		
	0,00	0,00	0,00	0,00

CELPA

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
AFUÁ – CELPA		0,00		
ALENQUER – CELPA		0,00		
ALMEIRIM – CELPA		0,00		
ANAJÁS		0,00		
AVEIRO – CELPA		0,00		
CACHOEIRA DO ARARI – CELPA		0,00		
CHAVES – CELPA		0,00		
COTIJUBA		0,00		
FARO – CELPA		0,00		
GURUPÁ – CELPA		0,00		
JACAREACANGA – CELPA		0,00		
JURUTI – CELPA		0,00		
MONTE ALEGRE – CELPA		0,00		
MONTE DOURADO	0,00	0,00	0,00	0,00
MUANÁ – CELPA		0,00		
OEIRAS DO PARÁ – CELPA		0,00		
PORTO DE MOZ – CELPA		0,00		
PRAINHA – CELPA		0,00		
SALVATERRA – CELPA		0,00		
SANTA CRUZ DO ARARI – CELPA		0,00		
SANTANA DO ARAGUAIA – CELPA		0,00		
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CELPA		0,00		
SOURE – CELPA		0,00		
TERRA SANTA – CELPA		0,00		
	0,00	0,00	0,00	0,00

CELPE

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
TUBARÃO	10.323.053,74	0,00	1.052.212,09	11.375.265,83
	10.323.053,74	0,00	1.052.212,09	11.375.265,83

EDRR - Capital

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
DISTRITO (BLOCO SOENERGY + OLIVEIRA)	0,00	0,00	0,00	0,00
FLORESTA	0,00	0,00	0,00	0,00
MONTE CRISTO	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVO PARAÍSO	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00

EDRR - Interior

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
ALTO ALEGRE		0,00		
ALTO JATAPU		0,00		
BONFIM		0,00		
CARACARAÍ		0,00		
COM. INDÍGENA ÁGUA FRIA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA ARAÇA DA NORMANDIA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA BANANAL	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA BOCA DA MATA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA CAJÚ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA CARAPARU III	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA CARAPARÚ IV	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA CATUAL	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA COBRA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA CONGRESSO	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA DARORA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA ENSEADA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA FLEXAL	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA GAVIÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA GUARIBA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA INGARUMÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA JATAPUZINHO WAI WAI I	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MARACÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MARACANÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MARUWAI	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MATURUCA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MILAGRE	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MONTE MURIA I	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MONTE MURIÁ II	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA MUTUM	0,00	0,00	0,00	0,00

EDRR - Interior

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
COM. INDÍGENA NAPOLEÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA NOVA ALIANÇA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA NOVA JERUSALEM	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA OLHO D'ÁGUA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA PACÚ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA PATATIVA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA PEDRA PRETA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA PERDIZ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SABIÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SANTA CREUZA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SANTA CRUZ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SANTA INES	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SANTA ROSA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SÃO MARCOS	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SERRA DO SOL	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SOCÓ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SOMA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SOROCAIMA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SOROCAIMA II	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA SURUMÚ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA TICOÇA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA VIZEU	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA WAY-WAY-SAMAUMA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA XIXUAÚ	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA XUMINA	0,00	0,00	0,00	0,00
COM. INDÍGENA. PEDRA BRANCA	0,00	0,00	0,00	0,00
COMUNIDADE INDÍGENA CANAVIAL	0,00	0,00	0,00	0,00
MUCAJAÍ		0,00		
NORMANDIA		0,00		
PACARAIMA		0,00		

EDRR - Interior

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
RORAINÓPOLIS		0,00		
UIRAMUTÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA BRASIL	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA CACHOEIRINHA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA CAICUBI	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA DONA COTA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA FLORESTA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA ITAQUERA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA LAGO GRANDE	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA PANACARICA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA REMANSO	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SACAÍ	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SAMAÚMA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SANTA MARIA VELHA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SÃO FRANCISCO DO BAIXO RIO BRANCO	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA SÃO PEDRO	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA TANAUÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA TEPEQUEM	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA TERRA PRETA	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00

ELETRO AMAZONAS ENER

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
ALTEROSA	0,00	0,00	0,00	0,00
ALVARÃES	0,00	0,00	0,00	0,00
AMATURÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
ANAMÃ - GÁS		0,00		
ANORI - GÁS		0,00		
APARECIDA		0,00		
APUÍ	0,00	0,00	0,00	0,00
ARARA	0,00	0,00	0,00	0,00
AUTAZES	0,00	0,00	0,00	0,00
AUXILIADORA	0,00	0,00	0,00	0,00
AXINIM	0,00	0,00	0,00	0,00
BARCELOS	0,00	0,00	0,00	0,00
BARREIRINHA	0,00	0,00	0,00	0,00
BELÉM DO SOLIMÕES	0,00	0,00	0,00	0,00
BELO MONTE	0,00	0,00	0,00	0,00
BENJAMIN CONSTANT	0,00	0,00	0,00	0,00
BERURI	0,00	0,00	0,00	0,00
BETÂNIA	0,00	0,00	0,00	0,00
BOA VISTA DO RAMOS	0,00	0,00	0,00	0,00
BOCA DO ACRE	0,00	0,00	0,00	0,00
BORBA	0,00	0,00	0,00	0,00
CAAPIRANGA	0,00	0,00	0,00	0,00
CAAPIRANGA - GÁS		0,00		
CABURI	0,00	0,00	0,00	0,00
CAMARUÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
CAMPINAS	0,00	0,00	0,00	0,00
CANUTAMA	0,00	0,00	0,00	0,00
CARAUARI	0,00	0,00	0,00	0,00
CAREIRO DA VÁRZEA	0,00	0,00	0,00	0,00
CARVOEIRO	0,00	0,00	0,00	0,00

ELETRO AMAZONAS ENER

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
CASTANHO	0,00	0,00	0,00	0,00
CAVIANA	0,00	0,00	0,00	0,00
COARI	0,00	0,00	0,00	0,00
CODAJÁS		0,00		
CODAJÁS - GÁS		0,00		
CRISTIANO ROCHA		0,00		
CUCUÍ	0,00	0,00	0,00	0,00
EIRUNEPÉ	0,00	0,00	0,00	0,00
ENVIRA	0,00	0,00	0,00	0,00
ESTIRÃO DO EQUADOR	0,00	0,00	0,00	0,00
FEIJOAL	0,00	0,00	0,00	0,00
FONTE BOA	0,00	0,00	0,00	0,00
GÁS ANAMÃ		0,00		
GÁS ANORI		0,00		
GUAJARÁ		0,00		
HUMAITÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
IAUARETÊ	0,00	0,00	0,00	0,00
IPIRANGA	0,00	0,00	0,00	0,00
IPIXUNA	0,00	0,00	0,00	0,00
ITACOATIARA	0,00	0,00	0,00	0,00
ITAMARATI	0,00	0,00	0,00	0,00
ITAPIRANGA	0,00	0,00	0,00	0,00
ITAPURU	0,00	0,00	0,00	0,00
JAPURÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
JARAQUI		0,00		
JURUÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
JUTAÍ	0,00	0,00	0,00	0,00
LÁBREA	0,00	0,00	0,00	0,00
LIMOEIRO	0,00	0,00	0,00	0,00
LINDOIA	0,00	0,00	0,00	0,00

ELETRO AMAZONAS ENER

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
MANAQUIRI	0,00	0,00	0,00	0,00
MANAUARA		0,00		
MANICORÉ	0,00	0,00	0,00	0,00
MARAÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
MATUPI	0,00	0,00	0,00	0,00
MAUÁ BLOCO III		0,00		
MAUÉS	0,00	0,00	0,00	0,00
MOURA	0,00	0,00	0,00	0,00
MURITUBA	0,00	0,00	0,00	0,00
NHAMUNDÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVA OLINDA DO NORTE	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVO AIRÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVO ARIPUANÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVO CÉU	0,00	0,00	0,00	0,00
NOVO REMANSO	0,00	0,00	0,00	0,00
PALMEIRAS	0,00	0,00	0,00	0,00
PARAUA	0,00	0,00	0,00	0,00
PARINTINS	0,00	0,00	0,00	0,00
PAUINI	0,00	0,00	0,00	0,00
PEDRAS	0,00	0,00	0,00	0,00
PONTA NEGRA		0,00		
RIO PRETO DA EVA	0,00	0,00	0,00	0,00
SACAMBU	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTA RITA DO WEIL	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTANA DO UATUMÃ	0,00	0,00	0,00	0,00
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO PAULO DE OLIVENÇA	0,00	0,00	0,00	0,00
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	0,00	0,00	0,00	0,00

ELETRO AMAZONAS ENER

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
SILVES	0,00	0,00	0,00	0,00
SUCUNDURÍ	0,00	0,00	0,00	0,00
TABATINGA	0,00	0,00	0,00	0,00
TAMBAQUI		0,00		
TAPAUÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
TEFÉ	0,00	0,00	0,00	0,00
TONANTINS	0,00	0,00	0,00	0,00
TUIUE	0,00	0,00	0,00	0,00
UARINI	0,00	0,00	0,00	0,00
URUCARÁ	0,00	0,00	0,00	0,00
URUCURITUBA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA AMAZÔNIA	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA AUGUSTO MONTE NEGRO	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA BITTENCOURT	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA CAIAMBÉ	0,00	0,00	0,00	0,00
VILA URUCURITUBA	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00

ELETRO DIST RONDONIA

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
CALAMA – BBF RO		0,00		
CNH ALVORADA DO OESTE		0,00		
CNH BURITIS		0,00		
CNH CAMPO NOVO		0,00		
CNH COSTA MARQUES		0,00		
CNH CUJUBIM		0,00		
CNH DISTRITO DE TRIUNFO		0,00		
CNH IZIDOLANDIA		0,00		
CNH MACHADINHO		0,00		
CNH NOVA CALIFÓRNIA		0,00		
CNH PACARANA		0,00		
CNH SÃO FRANCISCO		0,00		
CNH UNIÃO BANDEIRANTES		0,00		
CNH URUCUMACUÃ		0,00		
CNH VALE DO ANARI		0,00		
CNH VILA EXTREMA		0,00		
CNH VISTA ALEGRE		0,00		
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO		0,00		
DEMARCAÇÃO – BBF RO		0,00		
MAICI – BBF RO		0,00		
NAZARÉ – BBF RO		0,00		
PEDRAS NEGRAS BBF RO		0,00		
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO		0,00		
SANTA CATARINA – BBF RO		0,00		
SÃO CARLOS – BBF RO		0,00		
SURPRESA – BBF RO		0,00		
		0,00		

ELETROACRE

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
ASSIS BRASIL - TECG		0,00		
CRUZEIRO DO SUL – CEA		0,00		
FEIJÓ – CEA		0,00		
JORDÃO – BBF ACRE		0,00		
MANOEL URBANO - TECG		0,00		
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE		0,00		
PORTO WALTER – BBF ACRE		0,00		
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE		0,00		
TARAUACÁ – CEA		0,00		
		0,00		

ENERGISA-MT

Despesas Acessórias - FRETE				
CONTRATADO	SEM IMPOSTO	ICMS	PIS/PASEP E COFINS	COM IMPOSTO
GUARIBA	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00

ANEXO C.VIII - Custo Total de Geração Própria

BR Distribuidora

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
ALCOA BENEFICIAMENTO	GER. PROPRIA	40.438	1.479,66	0,00	4.988.452,96
ALCOA PORTO	GER. PROPRIA	8.806	1.586,81	0,00	1.165.185,49
			3.066,47	0,00	6.153.638,45

CEA

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
LOURENÇO	GER. PROPRIA	3.514	1.890,77	0,00	554.140,01
OIAPOQUE COEN	PIE	42.790			
			1.890,77	0,00	554.140,01

CELPA

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
AFUÁ – CELPA	PIE	10.462			
ALENQUER – CELPA	PIE	44.038			
ALMEIRIM – CELPA	PIE	19.672			
ANAJÁS	PIE	11.460			
AVEIRO – CELPA	PIE	2.582			
CACHOEIRA DO ARARI – CELPA	GER. PROPRIA	0			
CHAVES – CELPA	PIE	3.409			
COTIJUBA	PIE	6.288			
FARO – CELPA	PIE	5.375			
GURUPÁ – CELPA	PIE	12.833			
JACAREACANGA – CELPA	PIE	10.704			
JURUTI – CELPA	PIE	49.654			
MONTE ALEGRE – CELPA	PIE	51.899			
MONTE DOURADO	GER. PROPRIA	16.038	1.586,81	0,00	4.694.346,56
MUANÁ – CELPA	PIE	16.312			
OEIRAS DO PARÁ – CELPA	PIE	11.918			
PORTO DE MOZ – CELPA	PIE	21.532			
PRAINHA – CELPA	PIE	11.209			
SALVATERRA – CELPA	GER. PROPRIA	0			
SANTA CRUZ DO ARARI – CELPA	PIE	4.109			
SANTANA DO ARAGUAIA – CELPA	PIE	55.287			
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CELPA	PIE	14.527			
SOURE – CELPA	GER. PROPRIA	0			
TERRA SANTA – CELPA	PIE	18.124			
			1.586,81	0,00	4.694.346,56

CELPE

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
TUBARÃO	GER. PROPRIA	18.960	1.586,81	2.215.670,32	4.722.868,09
			1.586,81	2.215.670,32	4.722.868,09

EDRR - Capital

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
DISTRITO (BLOCO SOENERGY + OLIVEIRA)	GER. PROPRIA	48.144	1.110,79	0,00	
FLORESTA	GER. PROPRIA	26.628	1.110,79	0,00	
MONTE CRISTO	GER. PROPRIA	30.223	1.110,79	0,00	
NOVO PARAÍSO	GER. PROPRIA	31.534	1.388,33	0,00	
			4.720,68	0,00	

EDRR - Interior

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
ALTO ALEGRE	GER. PROPRIA	0			
ALTO JATAPU	GER. PROPRIA	28.133			
BONFIM	GER. PROPRIA	0			
CARACARAÍ	GER. PROPRIA	0			
COM. INDÍGENA ÁGUA FRIA	GER. PROPRIA	151	2.246,74	0,00	28.227,90
COM. INDÍGENA ARAÇA DA NORM	GER. PROPRIA	72	2.217,83	0,00	13.260,06
COM. INDÍGENA BANANAL	GER. PROPRIA	53	2.217,83	0,00	9.741,09
COM. INDÍGENA BOCA DA MATA	GER. PROPRIA	147	2.246,74	0,00	
COM. INDÍGENA CAJÚ	GER. PROPRIA	37	2.217,83	0,00	6.748,14
COM. INDÍGENA CARAPARU III	GER. PROPRIA	6	2.217,83	0,00	1.037,23
COM. INDÍGENA CARAPARÚ IV	GER. PROPRIA	7	2.217,83	0,00	1.207,64
COM. INDÍGENA CATUAL	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.088,84
COM. INDÍGENA COBRA	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.113,22
COM. INDÍGENA CONGRESSO	GER. PROPRIA	6	2.217,83	0,00	1.117,78
COM. INDÍGENA DARORA	GER. PROPRIA	28	2.217,83	0,00	5.245,78
COM. INDÍGENA ENSEADA	GER. PROPRIA	44	2.217,83	0,00	8.057,50
COM. INDÍGENA ENTRONCAMENT	GER. PROPRIA	31	2.217,83	0,00	5.815,76
COM. INDÍGENA FLEXAL	GER. PROPRIA	53	2.217,83	0,00	9.809,41
COM. INDÍGENA GAVIÃO	GER. PROPRIA	19	2.217,83	0,00	3.518,43
COM. INDÍGENA GUARIBA	GER. PROPRIA	24	2.217,83	0,00	4.489,78
COM. INDÍGENA INGARUMÃ	GER. PROPRIA	30	2.217,83	0,00	5.499,65
COM. INDÍGENA JATAPUZINHO WA	GER. PROPRIA	22	2.217,83	0,00	4.035,39
COM. INDÍGENA MARACÁ	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.088,84
COM. INDÍGENA MARACANÃ	GER. PROPRIA	69	2.217,83	0,00	12.746,27
COM. INDÍGENA MARUWAI	GER. PROPRIA	9	2.217,83	0,00	1.572,80
COM. INDÍGENA MATURUCA	GER. PROPRIA	59	2.217,83	0,00	10.868,14
COM. INDÍGENA MILAGRE	GER. PROPRIA	10	2.217,83	0,00	1.817,38
COM. INDÍGENA MONTE MURIA I	GER. PROPRIA	19	2.217,83	0,00	3.463,60
COM. INDÍGENA MONTE MURIÁ II	GER. PROPRIA	12	2.217,83	0,00	2.140,93
COM. INDÍGENA MUTUM	GER. PROPRIA	70	2.217,83	0,00	12.881,96

EDRR - Interior

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
COM. INDÍGENA NAPOLEÃO	GER. PROPRIA	163	2.246,74	0,00	
COM. INDÍGENA NOVA ALIANÇA	GER. PROPRIA	5	2.217,83	0,00	996,73
COM. INDÍGENA NOVA JERUSALE	GER. PROPRIA	7	2.217,83	0,00	1.292,99
COM. INDÍGENA OLHO D'ÁGUA	GER. PROPRIA	27	2.217,83	0,00	4.969,25
COM. INDÍGENA PACÚ	GER. PROPRIA	5	2.217,83	0,00	996,73
COM. INDÍGENA PATATIVA	GER. PROPRIA	9	2.217,83	0,00	1.639,91
COM. INDÍGENA PEDRA PRETA	GER. PROPRIA	18	2.217,83	0,00	3.351,13
COM. INDÍGENA PERDIZ	GER. PROPRIA	16	2.217,83	0,00	2.975,66
COM. INDÍGENA SABIÁ	GER. PROPRIA	5	2.217,83	0,00	995,61
COM. INDÍGENA SANTA CREUZA	GER. PROPRIA	28	2.217,83	0,00	5.090,97
COM. INDÍGENA SANTA CRUZ	GER. PROPRIA	9	2.217,83	0,00	1.628,29
COM. INDÍGENA SANTA INES	GER. PROPRIA	9	2.217,83	0,00	1.628,06
COM. INDÍGENA SANTA ROSA	GER. PROPRIA	31	2.217,83	0,00	5.764,61
COM. INDÍGENA SÃO MARCOS	GER. PROPRIA	31	2.217,83	0,00	5.702,44
COM. INDÍGENA SERRA DO SOL	GER. PROPRIA	7	2.217,83	0,00	1.296,05
COM. INDÍGENA SOCÓ	GER. PROPRIA	71	2.217,83	0,00	13.195,88
COM. INDÍGENA SOMA	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.113,22
COM. INDÍGENA SOROCAIMA	GER. PROPRIA	55	2.217,83	0,00	10.128,14
COM. INDÍGENA SOROCAIMA II	GER. PROPRIA	14	2.217,83	0,00	2.553,82
COM. INDÍGENA SURUMÚ	GER. PROPRIA	1.372	2.246,74	0,00	
COM. INDÍGENA TICOÇA	GER. PROPRIA	31	2.217,83	0,00	5.705,40
COM. INDÍGENA VIZEU	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.016,62
COM. INDÍGENA WAY-WAY-SAMAU	GER. PROPRIA	11	2.217,83	0,00	2.018,88
COM. INDÍGENA XIXUAÚ	GER. PROPRIA	33	2.217,83	0,00	6.087,68
COM. INDÍGENA XUMINA	GER. PROPRIA	75	2.217,83	0,00	13.929,36
COM. INDÍGENA. PEDRA BRANCA	GER. PROPRIA	19	2.217,83	0,00	3.425,43
COMUNIDADE INDÍGENA CANAVIA	GER. PROPRIA	13	2.217,83	0,00	2.374,04
MUCAJAÍ	GER. PROPRIA	0			
NORMANDIA	GER. PROPRIA	0			
PACARAIMA	GER. PROPRIA	0			

EDRR - Interior

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
RORAINÓPOLIS	GER. PROPRIA	0			
UIRAMUTÃ	GER. PROPRIA	1.465	1.890,77	0,00	
VILA BELA VISTA (BX RIO BRANC	GER. PROPRIA	15	2.217,83	0,00	2.712,26
VILA BRASIL	GER. PROPRIA	7.579	1.890,77	0,00	
VILA CACHOEIRINHA	GER. PROPRIA	149	2.246,74	0,00	27.896,52
VILA CAICUBI	GER. PROPRIA	233	2.246,74	0,00	43.580,97
VILA DONA COTA	GER. PROPRIA	29	2.217,83	0,00	5.325,20
VILA FLORESTA	GER. PROPRIA	74	2.217,83	0,00	13.606,06
VILA ITAQUERA	GER. PROPRIA	65	2.217,83	0,00	12.057,93
VILA LAGO GRANDE	GER. PROPRIA	65	2.217,83	0,00	12.045,09
VILA PANACARICA	GER. PROPRIA	33	2.217,83	0,00	6.190,06
VILA REMANSO	GER. PROPRIA	76	2.217,83	0,00	14.051,59
VILA SACAÍ	GER. PROPRIA	213	2.217,83	0,00	39.459,84
VILA SAMAÚMA	GER. PROPRIA	31	2.217,83	0,00	5.711,55
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	GER. PROPRIA	585	2.246,74	0,00	
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	GER. PROPRIA	90	2.217,83	0,00	16.642,57
VILA SANTA MARIA VELHA	GER. PROPRIA	27	2.217,83	0,00	4.965,03
VILA SÃO FRANCISCO DO BAIXO R	GER. PROPRIA	22	2.217,83	0,00	4.040,72
VILA SÃO PEDRO	GER. PROPRIA	15	2.217,83	0,00	2.708,00
VILA TANAUÁ	GER. PROPRIA	15	2.217,83	0,00	2.850,04
VILA TEPEQUEM	GER. PROPRIA	676	2.246,74	0,00	
VILA TERRA PRETA	GER. PROPRIA	90	2.217,83	0,00	16.651,11
			163.696,32	0,00	491.965,00

ELETRO AMAZONAS ENER

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
ALTEROSA	GER. PROPRIA	1.141	2.246,74	89.144,92	
ALVARÃES	GER. PROPRIA	11.722	1.890,77	915.722,64	
AMATURÁ	GER. PROPRIA	6.929	1.890,77	541.291,14	
ANAMÃ - GÁS	GER. PROPRIA				
ANORI - GÁS	GER. PROPRIA				
APARECIDA	GER. PROPRIA				
APUÍ	GER. PROPRIA	20.984	1.783,83	1.639.263,36	
ARARA	GER. PROPRIA	731	2.246,74	57.105,72	
AUTAZES	GER. PROPRIA	33.925	1.783,83	2.650.186,86	
AUXILIADORA	GER. PROPRIA	1.163	2.246,74	90.880,67	
AXINIM	GER. PROPRIA	1.377	2.246,74	107.571,16	
BARCELOS	GER. PROPRIA	17.712	1.783,83	1.383.630,19	
BARREIRINHA	GER. PROPRIA	16.257	1.890,77	1.269.983,01	
BELÉM DO SOLIMÕES	GER. PROPRIA	2.091	2.246,74	163.349,00	
BELO MONTE	GER. PROPRIA	667	2.246,74	52.110,88	
BENJAMIN CONSTANT	GER. PROPRIA	33.105	1.586,81	2.586.173,69	
BERURI	GER. PROPRIA	13.169	1.890,77	1.028.762,67	
BETÂNIA	GER. PROPRIA	1.504	2.246,74	117.492,48	
BOA VISTA DO RAMOS	GER. PROPRIA	15.463	1.890,77	1.207.969,48	
BOCA DO ACRE	GER. PROPRIA	35.482	1.586,81	2.771.822,98	
BORBA	GER. PROPRIA	26.066	1.783,83	2.036.293,02	
CAAPIRANGA	GER. PROPRIA	9.442	0,00	737.608,96	
CAAPIRANGA - GÁS	GER. PROPRIA				
CABURI	GER. PROPRIA	4.910	1.890,77	383.569,20	
CAMARUÃ	GER. PROPRIA	546	2.246,74	42.687,58	
CAMPINAS	GER. PROPRIA	1.056	2.246,74	82.519,02	
CANUTAMA	GER. PROPRIA	8.462	1.890,77	661.033,24	
CARAUARI	GER. PROPRIA	26.682	1.783,83	2.084.415,94	
CAREIRO DA VÁRZEA	GER. PROPRIA	10.154	1.783,83	793.230,48	
CARVOEIRO	GER. PROPRIA	132	2.246,74	10.334,81	

ELETRO AMAZONAS ENER

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
CASTANHO	GER. PROPRIA	63.977	1.586,81	4.997.915,23	
CAVIANA	GER. PROPRIA	2.115	2.246,74	165.223,80	
COARI	GER. PROPRIA	98.247	1.388,33	7.675.027,83	
CODAJÁS	GER. PROPRIA	23.182			
CODAJÁS - GÁS	GER. PROPRIA				
CRISTIANO ROCHA	PIE				
CUCUÍ	GER. PROPRIA	1.151	2.246,74	89.925,10	
EIRUNEPÉ	GER. PROPRIA	25.245	1.783,83	1.972.158,46	
ENVIRA	GER. PROPRIA	12.089	1.890,77	944.375,65	
ESTIRÃO DO EQUADOR	GER. PROPRIA	644	2.246,74	50.298,19	
FEIJOAL	GER. PROPRIA	2.621	2.246,74	204.740,57	
FONTE BOA	GER. PROPRIA	20.328	1.783,83	1.588.015,47	
GÁS ANAMÃ	GER. PROPRIA	10.827			
GÁS ANORI	GER. PROPRIA	15.194			
GUAJARÁ	GER. PROPRIA	0			
HUMAITÁ	GER. PROPRIA	66.609	1.388,33	5.203.482,11	
IAUARETÊ	GER. PROPRIA	1.302	2.246,74	101.718,96	
IPIRANGA	GER. PROPRIA	521	2.246,74	40.736,06	
IPIXUNA	GER. PROPRIA	10.141	1.890,77	792.191,33	
ITACOATIARA	PIE	174.564	1.388,33	10.262.159,43	
ITAMARATI	GER. PROPRIA	7.677	1.890,77	599.740,36	
ITAPIRANGA	GER. PROPRIA	15.419	1.890,77	1.204.507,52	
ITAPURU	GER. PROPRIA	402	2.246,74	31.419,55	
JAPURÁ	GER. PROPRIA	631	2.246,74	49.319,42	
JARAQUI	PIE				
JURUÁ	GER. PROPRIA	7.876	1.890,77	615.281,87	
JUTAÍ	GER. PROPRIA	16.438	1.783,83	1.284.154,45	
LÁBREA	GER. PROPRIA	35.887	1.586,81	2.803.479,63	
LIMOEIRO	GER. PROPRIA	5.614	1.890,77	438.555,60	
LINDOIA	GER. PROPRIA	5.997	1.890,77	468.501,11	

ELETRO AMAZONAS ENER

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
MANAQUIRI	GER. PROPRIA	20.414	1.783,83	1.594.760,04	
MANAUARA	PIE				
MANICORÉ	GER. PROPRIA	35.595	1.586,81	2.780.705,30	
MARAÃ	GER. PROPRIA	11.837	1.890,77	924.731,28	
MATUPI	GER. PROPRIA	18.302	1.783,83	1.429.752,94	
MAUÁ BLOCO III	GER. PROPRIA				
MAUÉS	GER. PROPRIA	52.324	1.586,81	4.087.580,88	
MOURA	GER. PROPRIA	788	2.246,74	61.559,26	
MURITUBA	GER. PROPRIA	329	2.246,74	25.696,87	
NHAMUNDÁ	GER. PROPRIA	18.681	1.783,83	1.459.336,99	
NOVA OLINDA DO NORTE	GER. PROPRIA	27.969	1.783,83	2.184.938,36	
NOVO AIRÃO	GER. PROPRIA	20.225	1.783,83	1.579.977,00	
NOVO ARIPUANÃ	GER. PROPRIA	20.822	1.783,83	1.626.614,72	
NOVO CÉU	GER. PROPRIA	13.133	1.890,77	1.025.949,88	
NOVO REMANSO	GER. PROPRIA	18.364	1.783,83	1.434.595,68	
PALMEIRAS	GER. PROPRIA	552	2.246,74	43.136,38	
PARAUA	GER. PROPRIA	1.111	2.246,74	86.759,13	
PARINTINS	GER. PROPRIA	138.247	1.110,79	10.799.847,52	
PAUINI	GER. PROPRIA	10.459	1.890,77	817.048,02	
PEDRAS	GER. PROPRIA	1.924	2.246,74	150.302,88	
PONTA NEGRA	PIE				
RIO PRETO DA EVA	GER. PROPRIA	49.698	1.586,81	3.882.407,68	
SACAMBU	GER. PROPRIA	1.273	2.246,74	99.481,13	
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	GER. PROPRIA	9.380	1.890,77	732.765,68	
SANTA RITA DO WEIL	GER. PROPRIA	3.259	2.246,74	254.573,86	
SANTANA DO UATUMÃ	GER. PROPRIA	730	2.246,74	57.065,64	
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	GER. PROPRIA	17.722	1.783,83	1.384.442,72	
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	GER. PROPRIA	38.430	1.586,81	3.002.151,76	
SÃO PAULO DE OLIVENÇA	GER. PROPRIA	14.367	1.890,77	1.122.377,15	
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	GER. PROPRIA	8.477	1.890,77	662.239,41	

ELETRO AMAZONAS ENER

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
SILVES	GER. PROPRIA	8.769	1.890,77	685.022,56	
SUCUNDURÍ	GER. PROPRIA	916	2.246,74	71.579,40	
TABATINGA	GER. PROPRIA	66.953	1.388,33	5.230.368,36	
TAMBAQUI	PIE				
TAPAUÁ	GER. PROPRIA	15.983	1.890,77	1.248.591,88	
TEFÉ	GER. PROPRIA	91.111	1.388,33	7.117.581,79	
TONANTINS	GER. PROPRIA	10.359	1.890,77	809.252,74	
TUIUE	GER. PROPRIA	2.064	2.246,74	161.248,20	
UARINI	GER. PROPRIA	11.600	1.890,77	906.216,69	
URUCARÁ	GER. PROPRIA	17.927	1.783,83	1.400.418,65	
URUCURITUBA	GER. PROPRIA	17.616	1.890,77	1.376.192,31	
VILA AMAZÔNIA	GER. PROPRIA	7.973	1.890,77	622.853,88	
VILA AUGUSTO MONTE NEGRO	GER. PROPRIA	1.572	2.246,74	122.784,95	
VILA BITTENCOURT	GER. PROPRIA	776	2.246,74	60.646,82	
VILA CAIAMBÉ	GER. PROPRIA	2.492	2.246,74	194.709,96	661.882,35
VILA URUCURITUBA	GER. PROPRIA	732	2.246,74	57.221,49	194.387,18
			173.911,63	128.462.568,66	856.269,53

ELETRO DIST RONDONIA

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
CALAMA – BBF RO	PIE	3.007			
CNH ALVORADA DO OESTE	PIE	21.645			
CNH BURITIS	PIE	90.697			
CNH CAMPO NOVO	PIE	9.145			
CNH COSTA MARQUES	PIE	18.020			
CNH CUJUBIM	PIE	32.736			
CNH DISTRITO DE TRIUNFO	PIE	14.532			
CNH IZIDOLANDIA	PIE	1.331			
CNH MACHADINHO	PIE	57.202			
CNH NOVA CALIFÓRNIA	PIE	8.710			
CNH PACARANA	PIE	3.943			
CNH SÃO FRANCISCO	PIE	36.122			
CNH UNIÃO BANDEIRANTES	PIE	13.903			
CNH URUCUMACUÃ	PIE	1.522			
CNH VALE DO ANARI	PIE	14.159			
CNH VILA EXTREMA	PIE	15.676			
CNH VISTA ALEGRE	PIE	22.222			
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	PIE	103			
DEMARCAÇÃO – BBF RO	PIE	270			
MAICI – BBF RO	PIE	27			
NAZARÉ – BBF RO	PIE	932			
PEDRAS NEGRAS BBF RO	PIE	215			
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	PIE	1.123			
SANTA CATARINA – BBF RO	PIE	239			
SÃO CARLOS – BBF RO	PIE	2.343			
SURPRESA – BBF RO	PIE	1.024			

ELETROACRE

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
ASSIS BRASIL - TECG	PIE	6.046			
CRUZEIRO DO SUL – CEA	PIE	153.804			
FEIJÓ – CEA	PIE	21.705			
JORDÃO – BBF ACRE	PIE	2.510			
MANOEL URBANO - TECG	PIE	6.539			
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	PIE	5.428			
PORTO WALTER – BBF ACRE	PIE	4.098			
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	PIE	2.108			
TARAUACÁ – CEA	PIE	27.360			

ENERGISA-MT

Geração total					
USINA	TIPO	GERAÇÃO [MWh]	O&M	RECEITA FIXA	REEMBOLSO FINAL
GUARIBA	GER. PROPRIA	4.938	1.890,77	622.974,17	1.401.956,07
			1.890,77	622.974,17	1.401.956,07

ANEXO C.IX - Custo Total por Contratação de Potência por Beneficiário

CEA

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
OIAPOQUE COEN		79.126.564,16
		79.126.564,16

CELPA

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
AFUÁ – CELPA	48.000	13.918.647,02
ALENQUER – CELPA	120.552	57.366.547,08
ALMEIRIM – CELPA	52.260	24.359.081,45
ANAJÁS	45.600	15.016.957,18
AVEIRO – CELPA	14.400	3.296.543,00
CACHOEIRA DO ARARI – CELPA	0	1.795.925,76
CHAVES – CELPA	15.600	4.402.314,53
COTIJUBA	28.800	7.590.009,28
FARO – CELPA	19.728	6.602.706,60
GURUPÁ – CELPA	50.136	17.070.079,03
JACAREACANGA – CELPA	38.400	13.753.258,14
JURUTI – CELPA	134.616	64.253.964,68
MONTE ALEGRE – CELPA	116.448	63.818.559,95
MUANÁ – CELPA	57.612	20.088.481,09
OEIRAS DO PARÁ – CELPA	43.260	16.157.962,96
PORTO DE MOZ – CELPA	47.964	28.737.812,47
PRAINHA – CELPA	37.236	14.017.280,20
SALVATERRA – CELPA	0	6.825.774,73
SANTA CRUZ DO ARARI – CELPA	19.200	5.055.095,57
SANTANA DO ARAGUAIA – CELPA	191.880	67.125.754,44
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CELPA	44.064	19.761.046,75
SOURE – CELPA	0	6.150.355,82
TERRA SANTA – CELPA	45.276	22.394.283,81
		499.558.441,55

EDRR - Capital

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
DISTRITO (BLOCO SOENERGY + O LUCIFERA)		24.431.767,83
FLORESTA		29.606.129,41
MONTE CRISTO		72.225.741,80
NOVO PARAÍSO		12.862.738,92
USINA VENEZUELA		190.219.824,02
		329.346.201,98

EDRR - Interior

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
COM. INDÍGENA BOCA DA MATA		271.538,88
COM. INDÍGENA NAPOLEÃO		271.874,45
COM. INDÍGENA SURUMÚ		491.228,67
NORMANDIA		1.312.569,61
UIRAMUTÃ		931.017,24
USINA VENEZUELA		64.988.967,10
VILA BRASIL		1.723.832,71
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ		475.197,35
VILA TEPEQUEM		574.267,00
		71.040.493,01

ELETRO AMAZONAS ENER

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
ANAMÃ - GÁS	24.000	0,00
ANORI - GÁS	65.808	0,00
APARECIDA		128.343.037,10
BALBINA		294.095.686,16
CAAPIRANGA - GÁS	24.000	0,00
CODAJÁS - GÁS	65.808	2.369.292,07
CRISTIANO ROCHA	780	129.112.690,33
ITACOATIARA	108.000	14.435.166,98
JARAQUI	720	123.247.192,74
MANAUARA	720	111.086.127,33
MAUÁ BLOCO III		77.612.540,77
PONTA NEGRA	720	115.257.759,17
TAMBAQUI	720	123.125.642,76
		1.118.685.135,41

ELETRO DIST RONDONIA

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
CALAMA – BBF RO	20.328	4.602.560,61
CNH ALVORADA DO OESTE	64.800	28.193.852,10
CNH BURITIS	194.400	106.466.129,58
CNH CAMPO NOVO	30.720	11.751.161,03
CNH COSTA MARQUES	64.800	24.374.450,89
CNH CUJUBIM	129.600	39.917.990,69
CNH DISTRITO DE TRIUNFO	74.400	20.610.418,73
CNH IZIDOLANDIA	7.680	1.888.344,17
CNH MACHADINHO	162.000	71.426.377,44
CNH NOVA CALIFÓRNIA	42.240	11.749.699,53
CNH PACARANA	19.200	5.087.988,88
CNH SÃO FRANCISCO	86.400	41.921.519,83
CNH UNIÃO BANDEIRANTES	55.200	20.592.962,23
CNH URUCUMACUÃ	7.680	2.157.218,62
CNH VALE DO ANARI	42.240	17.947.772,76
CNH VILA EXTREMA	42.240	20.200.247,90
CNH VISTA ALEGRE	97.200	27.711.089,74
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	2.376	182.321,50
DEMARCAÇÃO – BBF RO	3.432	445.774,91
MAICI – BBF RO	924	55.837,26
NAZARÉ – BBF RO	8.904	1.340.390,81
PCH ALTA FLORESTA		1.908.325,27
PCH CACHOEIRA		11.957.742,83
PCH CHUPINGUAIA		3.155.733,82
PCH MARTINUV		1.693.895,07
PCH MONTE BELO		6.292.789,00
PCH PRIMAVERA		574.665,30
PCH RIO BRANCO		3.653.797,66
PCH SALDANHA		6.260.118,79
PEDRAS NEGRAS BBF RO	2.784	380.678,48

ELETRO DIST RONDONIA

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	7.944	1.631.860,22
SANTA CATARINA – BBF RO	2.808	398.757,44
SÃO CARLOS – BBF RO	20.184	4.089.694,27
SURPRESA – BBF RO	7.920	1.711.225,96
TERMONORTE II	2.406	887.582.408,25
		1.389.915.801,56

ELETROACRE

Contratação de Potência		
USINA	POT. CONTRATADA	TOTAL REEMBOLSO
ASSIS BRASIL - TECG	23.100	8.270.189,33
CRUZEIRO DO SUL – CEA	360.720	181.438.849,30
FEIJÓ – CEA	64.440	26.647.568,48
JORDÃO – BBF ACRE	10.308	11.337.430,05
MANOEL URBANO - TECG	23.100	8.622.326,00
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	18.948	16.902.734,52
PORTO WALTER – BBF ACRE	12.972	13.271.845,72
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	7.052.328	8.953.729,45
TARAUACÁ – CEA	78.720	33.089.450,88
		308.534.123,74

ANEXO C.X – Relação dos Custos Totais por Beneficiário

BR Distribuidora

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	45.318.990,41	6.153.638,45	0,00	0,00	51.472.628,86

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	12.644.552,56	0,00	0,00	0,00	12.644.552,56

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
8.452.545,95	4.192.006,61	12.644.552,56

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-10.488.976,53
FATOR DE CORTE	-245.901,91

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	40.737.750,41

CEA

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	2.709.167,87	554.140,01	79.126.564,16	0,00	82.389.872,04

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	315.128,22	0,00	7.319.207,19	0,00	7.634.335,41

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
0,00	315.128,22	315.128,22

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-9.862.780,97
FATOR DE CORTE	-1.813.177,28

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	70.713.913,80

CELPA

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	16.716.474,45	4.694.346,56	499.558.441,55	0,00	520.969.262,56

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	629.375,98	0,00	10.956.527,76	0,00	11.585.903,75

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
358.052,52	271.323,46	629.375,98

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-84.653.058,43
FATOR DE CORTE	-2.617.897,22

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	433.698.306,90

CELPE

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	12.589.659,46	4.722.868,09	0,00	10.323.053,74	27.635.581,29

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	862.280,86	0,00	0,00	1.052.212,09	1.914.492,95

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
623.210,33	239.070,53	862.280,86

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-4.038.488,60
FATOR DE CORTE	-141.582,56

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	23.455.510,13

EDRR - Capital

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	161.842.404,54	0,00	329.346.201,98	0,00	491.188.606,52

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	25.424.816,62	0,00	6.579.810,73	0,00	32.004.627,35

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
23.332.747,07	2.092.069,56	25.424.816,62

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-209.705.957,49
FATOR DE CORTE	-6.192.618,28

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	275.290.030,76

EDRR - Interior

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	18.355.670,18	491.965,00	71.040.493,01	1.393.596,26	91.281.724,44

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	3.030.785,74	0,00	1.419.275,51	0,00	4.450.061,25

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
2.782.901,73	247.884,01	3.030.785,74

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-70.821.674,78
FATOR DE CORTE	-450.121,09

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	20.009.928,57

ELETRO AMAZONAS ENER

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	3.204.571.804,45	380.483.667,55	1.118.685.135,41	155.054.082,88	4.858.794.690,29

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	327.058.596,83	0,00	46.759.592,57	0,00	373.818.189,40

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
204.294.562,71	122.764.034,12	327.058.596,83

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-1.439.530.277,45
FATOR DE CORTE	-287.218.210,68

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	3.132.046.202,16

ELETRO DIST RONDONIA

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	0,00	0,00	1.389.915.801,56	0,00	1.389.915.801,56

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	0,00	0,00	11.204.834,46	0,00	11.204.834,46

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
0,00	0,00	0,00

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-78.990.491,27
FATOR DE CORTE	-95.697.547,65

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	1.215.227.762,64

ELETROACRE

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	0,00	0,00	308.534.123,74	0,00	308.534.123,74

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	0,00	0,00	6.164.018,67	0,00	6.164.018,67

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
0,00	0,00	0,00

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-46.439.596,29
FATOR DE CORTE	-6.552.363,19

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	255.542.164,27

ENERGISA-MT

<i>Custo total da geração</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
CTG	4.023.495,11	1.401.956,07	0,00	0,00	5.425.451,18

<i>Tributos</i>	COMBUSTÍVEL	CGP	CPEE	DESP. ACESSORIA	TOTAL
TRIBUTOS	264.649,18	0,00	0,00	0,00	264.649,18

ICMS	PIS e COFINS	TOTAL
169.803,80	94.845,37	264.649,18

<i>ACR</i>	TOTAL
R\$ / MWH	213,00

<i>Valor a descontar</i>	TOTAL
DESCONTO ACR	-1.051.787,40
FATOR DE CORTE	-83.099,61

<i>Custo Total da Geração - Valor Líquido</i>	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	4.290.564,17