



EXMO. SENHOR DIRETOR-PRESIDENTE DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Processo 48500.007054/2019-18

O Conselho de Consumidores da Área de Concessão da ENERGISA – CONCEN, com sede a Avenida Gury Marques, 8.000, em Campo Grande, MS, neste ato representado por sua presidente Sra. ***ROSIMEIRE CECÍLIA DA COSTA***, brasileira, advogada pública, devidamente inscrita no Cadastro Pessoa Física sob o número 322.661.381-20. Representante da classe comercial no assento da Federação do Comércio de Bens, Serviços e Turismo de MS, inscrita sob o CNPJ, nº 15.461.676/0001-50.

Recurso Administrativo – Pedido de Reconsideração

Em face da Resolução Homologatória publicada em 08/04/2020 na edição 68, seção 1, página 56 do Diário Oficial da União, em sede de PROCESSO REAJUSTE TARIFÁRIO DA ENERGISA MS - EMS 2020 , disponibilizada via internet, sob responsabilidade do Sr. André Pepitone da Nóbrega, Diretor Geral da **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**, autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, inscrita no CNPJ sob o número 02.270.669/0001-29 com sede no Distrito Federal, SGAN 603, módulo J, CEP 70.830-030, criada pela Lei número 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto número 2335, de 06 de outubro de 1997, pelos fatos e fundamentos jurídicos a seguir expostos:

I – Da Tempestividade

1. O presente recurso é tempestivo, em cumprimento ao estabelecido pela Resolução ANEEL 273/2007, de 10 de julho de 2007, que no artigo 9, incisos III e IV estabelece que

Art. 9º Os interessados têm os seguintes direitos frente à Agência, sem prejuízo de outros que lhes sejam assegurados:

[...]

III - formular alegações e apresentar documentos, os quais serão objeto de consideração pelo órgão competente;

tornando-o, portanto, cabível, vez que apresentará alegações e dados, objeto deste recurso e que versam sobre o Processo 48500.007054/2019-18, de Reajuste Tarifário da área de Concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, mediante a publicação da Resolução Homologatória Nº 2.671, de 7 de abril de 2020, de lavra do Sr. Diretor-Geral da ANEEL – André Pepitone da Nóbrega.

II – Relatório

Em síntese, de acordo com o contrato de concessão, todos os reajustes anuais devem ocorrer conforme PRORET, a ser cumprido pela Energisa MS, mediante envio de todos os dados solicitados pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Conforme disciplinas normativas, ao Conselho de Consumidores foram enviadas planilhas contendo os dados que consolidaram o percentual de reajuste e, que foram objeto de sustentação oral na Reunião de Diretoria, de forma virtual, no dia 07 de abril do corrente ano, em razão do momento a que todo o planeta passa que é a Pandemia SARS-COVID19.

É o relatório.

III – Mérito

1. Encargos Setoriais

Os valores totais dos encargos sofreram uma redução, num esforço liderado pela Aneel no sentido de antecipar a quitação antecipada dos empréstimos da Conta-ACR, contudo alguns itens ainda denotam muita preocupação por parte deste Conselho:

a. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

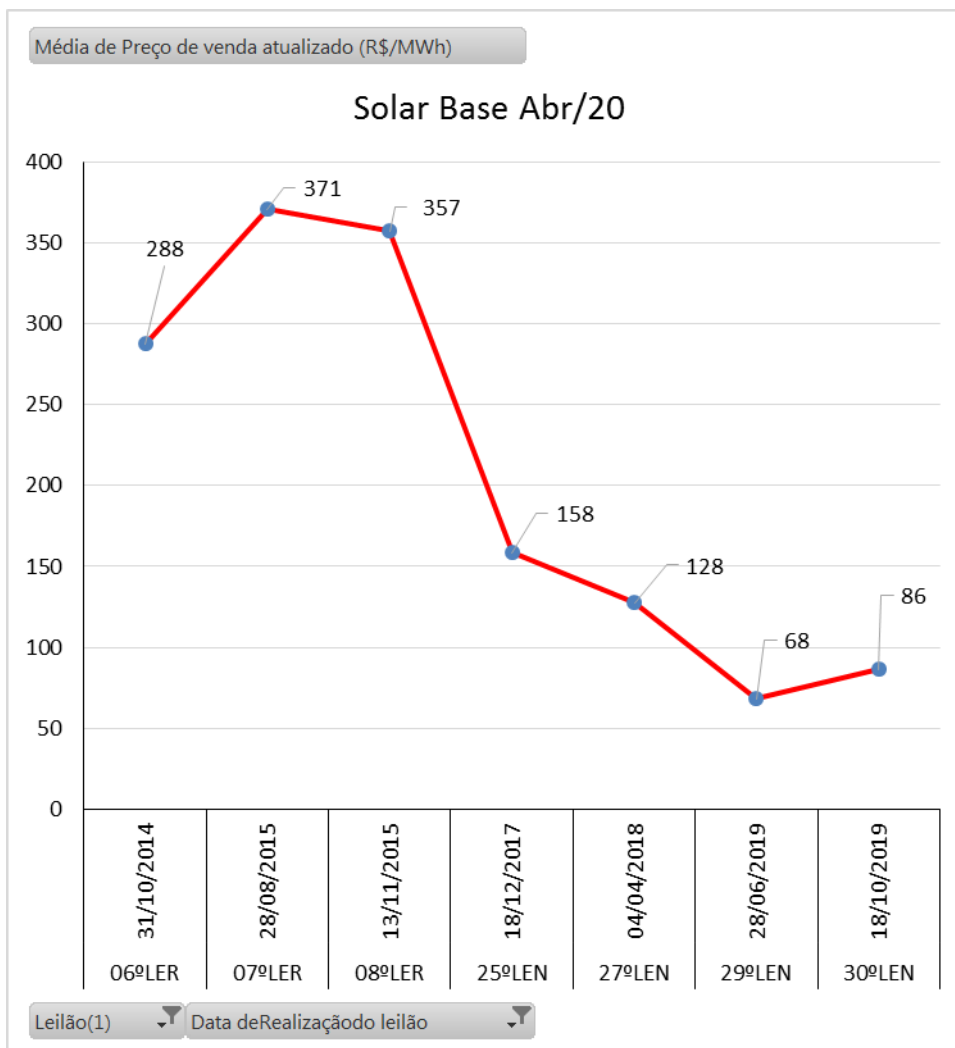
A Nota Técnica que trata dos Encargos Setoriais, em seu item IV.4.1, define que a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE será cobrada ao

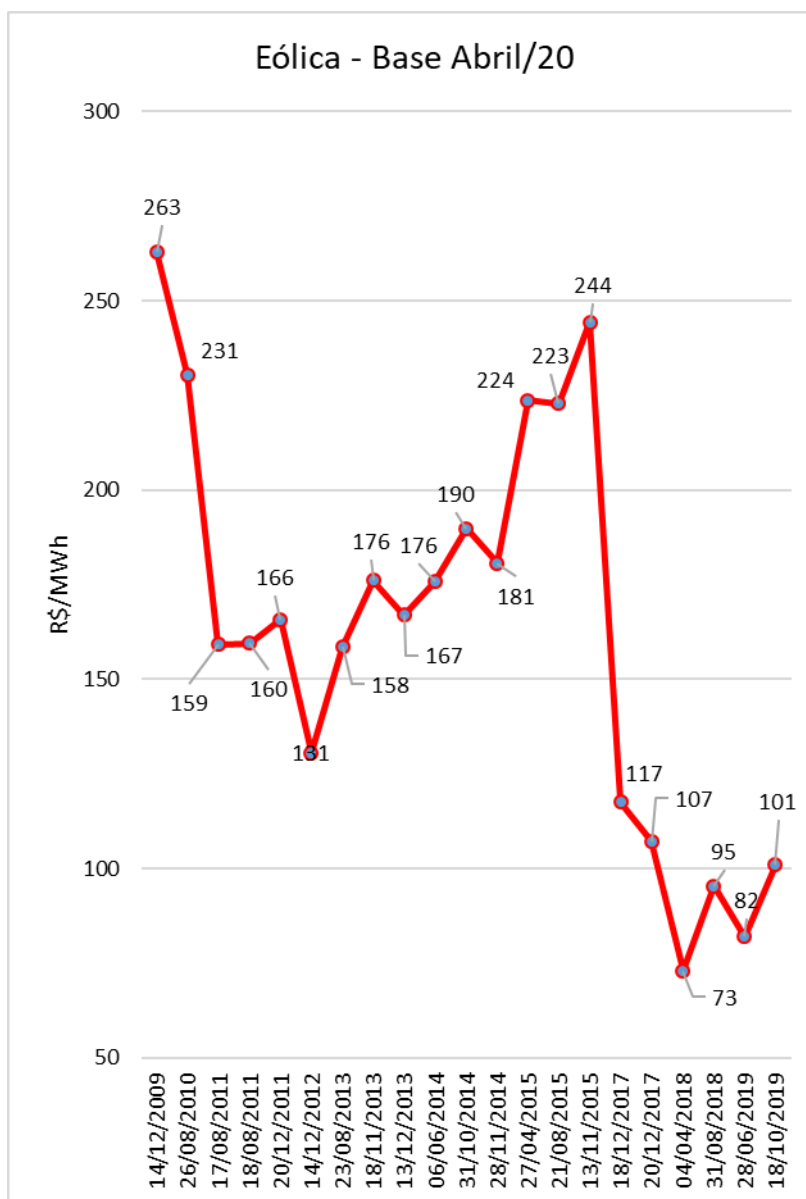


valor de 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Considerando-se o número de distribuidoras brasileiras, este critério implicará na arrecadação total de R\$ 489 milhões, conforme divulgado pela própria Aneel. Ocorre, porém, que esse montante é extremamente contrastante com o orçamento anual da Aneel, correspondente a R\$ 120 milhões, definido por decretos do poder executivo que contingenciam os valores arrecadados. Em oposição ao contingenciamento a Aneel propõe um aumento nos valores cobrados dos consumidores de R\$ 4.543.261,00 em 2019 para R\$ 4.894.378,00 em 2020, acréscimo de 7,7%. Nesse sentido, solicitamos que o valor estabelecido para a TFSEE na receita requerida, correspondente a R\$ 4.894.378,00 seja reduzido para R\$ 1.201.074,00, em igual proporção à redução orçamentária da Aneel.

b. Proinfa

Os valores relativos ao subsídio ao Proinfa ainda apresentam um significativo valor o que é questionável visto que os leilões de fontes alternativas tem apresentado significativa redução, denotando que este subsídio não é mais necessário. Para corroborar estão abaixo os gráficos de informações dos leilões públicos de Energia Nova fornecidos pela CCEE.



2. Energia

Também aqui verifica-se um forte aumento nos custos da energia de 9,9% alcançando um patamar cada vez mais altos, passando de R\$ 181,77/MWh para R\$217,63/MWh. Dois efeitos elevam estes valores significativamente:

a. Leilões de Usinas Hidrelétricas Depreciadas

Os leilões denominados “LEILÃO DE CONCESSÕES NÃO PRORROGADAS”. No leilão Nº 001/2017 efetuado em 27 de setembro de 2017 e que arrecadou R\$ 12 bilhões, porém, destes, R\$ 11 bilhões foram diretamente passados às tarifas e que serão amortizados ao longo de 30 anos acrescidos de juros de 8,08% ao ano mais as



correções inflacionárias. Este efeito aumentou o valor dos custos operacionais e de manutenção das usinas de R\$ 12/MWh para R\$ 123/MWh quando se incluem, principalmente, a amortização do bônus de outorga e o UBP - Uso do Bem Público. Já no leilão Nº 12/2015 efetuado em 25 de novembro de 2015 foram arrecadados R\$ 17 bilhões e repassados às tarifas dos consumidores nas mesmas condições acima citadas. Neste caso o custo médio subiu de R\$ 11/MWh para R\$ 111/MWh. O efeito é o aumento no custo médio da energia aos consumidores finais, por isso o Concen se manifesta contrário a que usinas hidrelétricas já depreciadas ao final de concessão tenham que ser licitadas com bônus de outorga.

b. GAG Melhorias

A metodologia de revisão da RAG foi discutida na Audiência Pública nº 16/2017 e por meio da REN nº 818, de 19/06/2018, foram aprovados os Submódulos 12.1 e 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), que regulamentam a revisão das receitas anuais de geração das usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física e potência da Lei nº 12.783/2013, e estabelecida nova redação à REN nº 541/2013, que regulamenta a apuração da Parcela Ajuste por Indisponibilidade Apurada ou Desempenho Apurado (Ajl).

O resultado da Audiência Pública nº 16/2017 foi a criação de uma fórmula hipotética que consta do submódulo 12.1 do Proret, contudo sua aplicação prática com os valores dos impactos nos reajustes da RAG só foram conhecidos no dia 17/07/2018.

A Cláusula Sétima dos termos aditivos dos Contratos das Usinas que prorrogaram as concessões estabeleceu a primeira revisão dos valores de RAG em 1º de julho de 2018 para as usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas.

O atual processo de cálculo da RAG compreende 34 usinas com contratos de concessão renovados, 1 usina na condição de prestação temporária dos serviços de geração de energia elétrica e 34 usinas com contratos de concessão celebrados mediante leilões.

O resultado da aplicação dessa metodologia resultou na variação dos componentes da RAG entre os valores homologados em julho/2017 pela REH nº 2.265/2017 e os valores propostos para o ciclo 2018/2019 em um inaceitável aumento de **978,21%** nos valores de GAG Melhorias Anuais que passaram de R\$ 121.943991,99 para **R\$ 1.314.811.136,16**.



USINAS	Pot (MW)	UG	GAG melhorias INVESTIMENTOS	Fator de Anualização
Complexo Paulo Afonso (I,II,III,IV)	4.279,60	23	9.139.334.783,04	0,0417264
Xingó	3.162,00	6	3.782.672.729,17	0,0466124
COMPLEXO (Henry Borden+Traian)	1.047,50	26	3.469.606.242,52	0,0423109
Marimbondo	1.440,00	8	2.452.114.492,01	0,0449142
Itaparica (Luiz Gonzaga)	1.479,60	6	2.171.211.569,76	0,0466124
Furnas	1.216,00	8	2.167.026.416,93	0,0449142
Estreito (L. C. Barreto)	1.050,00	6	1.689.724.971,51	0,0466124
Três Irmãos	808,00	5	1.275.554.600,81	0,0464821
Porto Colômbia	320,00	4	580.738.733,46	0,0486397
Corumbá I	375,30	3	566.416.338,06	0,0497843
Boa Esperança	237,30	4	466.722.572,53	0,0486397
Jacuí	180,00	6	465.511.962,69	0,0466124
Funil - RJ	216,00	3	378.225.437,08	0,0497843
Passo Real	158,00	2	246.531.765,66	0,0510238
Coaracy Nunes	78,00	3	179.633.030,16	0,0497843
Canastra	42,50	2	94.407.579,60	0,0510238
Funil - BA	30,00	3	89.338.915,98	0,0497843
Rio do Peixe	18,06	6	86.693.655,77	0,0466124
Porto Góes	24,80	3	77.733.678,54	0,0497843
Rasgão	22,00	2	58.339.880,51	0,0510238
Antas I (Pedro Afonso Junqueira)	8,78	7	55.201.250,27	0,0457233
São Domingos	14,32	2	42.623.479,69	0,0510238
Pedra	20,01	1	38.704.100,06	0,0564420
Bugres	11,12	1	25.193.908,73	0,0564420
Capigui	3,76	3	19.576.153,24	0,0497843
Cachoeira do Lavrinha	3,01	4	19.166.740,69	0,0486397
Macaco Branco	2,38	4	16.158.231,79	0,0486397
Passo de Ajuricaba	3,20	2	14.253.423,52	0,0510238
Ernestina	4,80	1	13.632.650,37	0,0564420
Rio dos Patos	1,72	2	9.053.694,80	0,0510238
Herval	1,44	2	7.950.922,81	0,0510238
Guarita	1,76	1	6.547.307,11	0,0564420
Santa Rosa	1,40	1	5.538.759,99	0,0564420
Passo do Inferno	1,33	1	5.340.790,48	0,0564420
Forquilha	1,00	1	4.331.047,55	0,0564420
Ijuizinho	1,00	1	4.331.047,55	0,0564420
Total	16.265,69		29.725.142.864,41	



Pela divisão do valor total dos investimentos pela potência resulta o valor de **R\$ 1.827,47/kW**, portanto, **2,95** vezes superior ao apresentado em Belo Monte de **R\$ 618,09/kW**. Isto significa que os valores a serem investidos em melhorias superam que quase 3 vezes o valor de um novo empreendimento.

Os valores apresentados pela Aneel como resultantes do processo de reajuste da GAG melhorias são tão elevados que significa que o investimento em melhorias supera quase 3 vezes o valor de um novo empreendimento. Isto é um absurdo em qualquer ponto de vista.

O Concen postula pelo acolhimento de uma ampla revisão do critério estabelecido para o cálculo da GAG melhorias e sua imediata suspensão enquanto a revisão não é contemplada.

c. Geração de Usinas Térmicas a Diesel e Óleo Combustível

Os leilões de Usinas Térmicas a óleo diesel foram objeto de licitação em que se previu utilizar a geração em apenas 8% do tempo porem as usinas foram utilizadas com muito maior intensidade e impõe custos acentuados aos consumidores conforme se depreende do quadro abaixo:

Leilao	Data	Potência (MW)		Preço (R\$/MWh)		
		Óleo Comb.	Diesel	Fixo	Variavel *	total
01ºLEN	16/12/2005	-	525	139,40	1.140,47	1.279,87
02ºLEN	29/06/2006	432	355	133,02	1.140,47	1.273,49
03ºLEN	10/10/2006	32	174	135,35	1.140,47	1.275,82
04ºLEN	26/07/2007	1.516	-	125,15	620,53	745,68
05ºLEN	16/10/2007	350	-	107,36	620,53	727,90
07ºLEN	30/09/2008	377	-	127,90	620,53	748,43
Total		2.707	1.055			

Conforme lista apresentada na planilha SPARTA um total de 18,6% da energia consumida pela EMS foi fornecida por estas fontes térmicas nos contatos supra citados o que também provocou aumento nos valores médios de energia. Este conselho solicita que no próximo ano estas fontes não sejam despachadas e alternativas mais baratas sejam urgentemente desenvolvidas.

3. Reavaliação das justificativas de diferenciação de valores da parcela de Energia na Classes A e B.

Verifica-se na planilha PCAT a diferenciação entre o valor da Energia entre os Subgrupos tarifários A e B. Para o subgrupo A o valor é de R\$ 210,33/MWh enquanto que o subgrupo B o custo é de R\$ 222,95/MWh. N



SUBGRUPO		Só Energia	Total Energia	TUSD	Total
A2	88 kV a 138 kV	210,33	260,06	D E P FP	D E P FP
A3	69 kV	210,33	260,06	D E P FP	D E P FP
A3a	30 kV a 44 kV	210,33	260,06	D E P FP	D E P FP
A4	2,3 kV a 25 kV	210,33	260,06	D E P FP	D E P FP
B1	Residencial	222,95	274,64	359,30	633,94
B2	Rural (-18%)	182,82	225,20	304,04	529,24
B3	Demais	222,95	274,64	359,30	633,94
B4	IP	122,62	151,05	197,61	348,67

Esta questão está regulamentada no Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais, nela trata-se do tema por ocasião da revisão tarifária, contudo a questão não está adequadamente justificada com razões claras das justificativas dessa diferença, nem da redução em determinado espaço de tempo na mesma maneira com que se está tratando no caso da tarifa B2 – Rural. O Concen solicita que este assunto seja também revisado no menor espaço de tempo possível.

4. Imputação de Meta Regulatória de Aumento dos Custos Operacionais

Por ocasião do processo de Reajuste Tarifário este Concen se manifestou contrário ao estabelecimento de um custo operacional que eleva a parcela B em R\$ 70 milhões ao fim de 5 anos, tendo sido estabelecido pela Aneel um aumento de 1,47% na parcela B com o título “Componente T do Fator X”. Este número é extremamente injusto e contestável neste momento que se aumenta a tarifa muito acima da inflação. Definitivamente não há justificativa plausível para esta medida já que não existe certeza de que estes valores refletirão em aumento de pessoal ou acréscimo de custos operacionais. O que se observa na prática é uma meta empresarial para o contínuo aumento de eficiência com a correspondente redução destes custos, resultando que no Balanço da Energisa MS publicado em 23 de março de 2019 no jornal Valor os lucros aumentaram de 2017 para 2018 em 98 %, mais impressionante são os resultados apresentados em 2019, publicados no site https://ir.energisa.com.br/enu/11066/Release2019_EMS.pdf, quando os lucros aumentaram novamente de 2018 para 2019 em 95,3%, saltando de R\$ 170,6 milhões em 2018 para R\$ 333,2 milhões em 2019. Os consumidores rurais do Mato Grosso do Sul, contudo, continuam carentes de um bom fornecimento de energia, com elevados tempos de espera nos casos de ausência de energia.



Meta e Custos Operacionais Regulatórios

Descrição	Valor	Aumento
Custo Operacional no Ano Teste	394.527.805,77	
Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	502.279.978,32	
Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	463.945.213,99	
Custo Operacional Eficiente	463.945.213,99	69.417.408
Varição Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	3,29%	
Varição Anual dos Custos Operacionais - Limitada a $\pm 5\%$	3,29%	
Meta Custos Operacionais sem Compartilhamento	463.945.213,99	
Média dos Custos Operacionais Reais (Opex medio)	375.701.737,94	
Razão entre CO regulatórios Ajustado e Custos Operacionais Reais	123,49%	
Meta Custos Operacionais Regulatórios	457.393.649,76	62.865.844
Custos Operacionais Regulatórios	407.100.974,57	12.573.169

Visto que a Aneel aceitou revisar os critérios regulatórios do WACC, nada mais justo e transparente do que também rever esta importante questão de imputar custos operacionais muito acima do que está sendo dispendido pela distribuidora. Por estas razões o Conselho deseja rediscutir este tema de forma mais ampla e abrangente.

5. Retirada da previsão de Risco Hidrológico 2020 dos componentes tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

Levando-se em conta que os impactos financeiros representam quase a metade do valor do reajuste tarifário da EMS este Concen entende que a previsão para o Risco Hidrológico para os próximos 12 meses, conforme consta do PRORET 4.4, não foi adequadamente tratada pela Aneel quanto aos impactos profundos na economia brasileira e de seus efeitos no consumo de energia provocados pela COVID-19 sinalizam na direção oposta ao índice que foi adotado.

Em razão da CCEE ter sinalizado um cenário hidrológico mais brando para 2020 e queda significativa do PLD para o patamar mínimo para os próximos 12 meses é inaceitável que a Aneel simplesmente desconsidere estes fatos e mantenha como normal a previsão de GSF para 2020 com um impacto de 3,04% sobre a tarifa final.

Esta decisão merece ser contestada já que previsões climáticas podem ser previsíveis dependendo de certos parâmetros.

A análise do gráfico do ONS abaixo onde depreende-se que meados de abril de 2015 os reservatórios do SIN estavam com 70.000 GWh armazenados e hoje, meados de abril de 2020, estão com 122.500 GWh. Importante que a tendência do ano 2020 ainda é de crescimento no armazenamento e a significativa queda na carga contribui significativamente para este efeito.



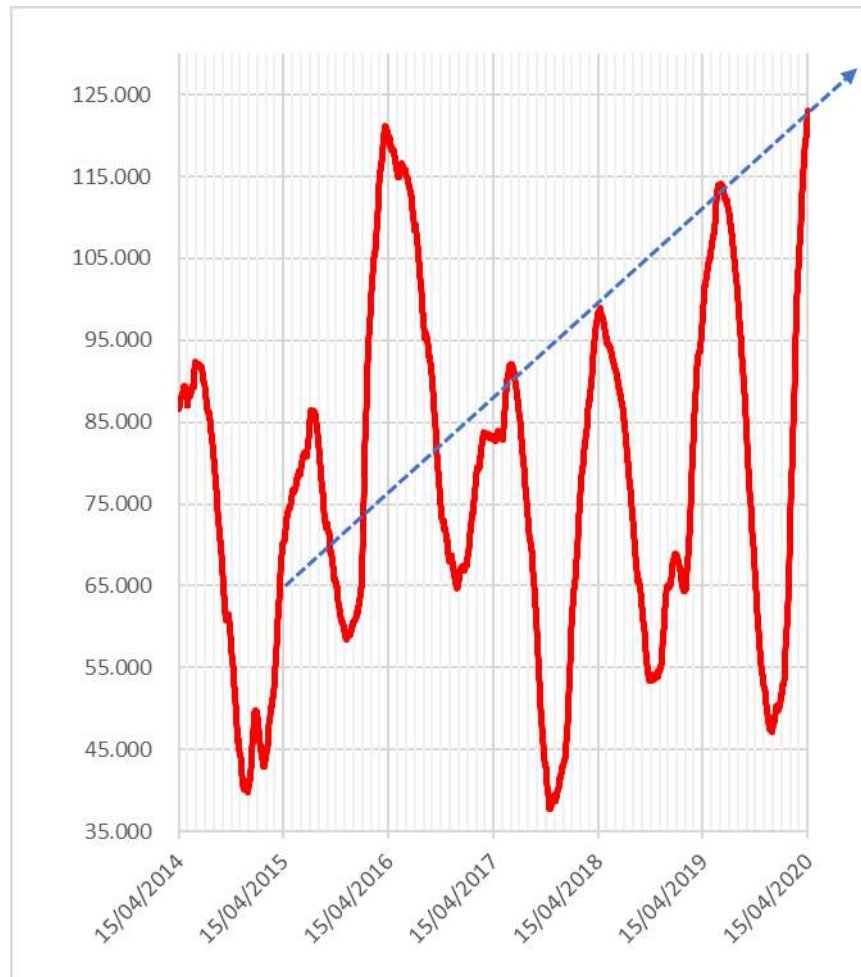


Gráfico da quantidade de energia armazenada no SIN fonte ONS

Efetuada uma análise mais ampla pode-se constatar que os meses secos do ano de 2015 e o do ano de 2017 apresentam volumes de reservatórios semelhantes aos de 2001, denotando anos extremamente críticos.

A política de bandeiras tarifárias tem tido sucesso em compensar eventuais desvios da realidade que ocorrem com a climatologia e com a variação cambial no futuro, evitando-se incorporar algo que ainda não passa de uma estimativa.

Quando avaliamos as considerações adotadas pela Aneel com base no disposto no Submódulo 4.4 do Proret que trata dos demais componentes financeiros observa-se no item 5.11 que a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Reatuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015, está baseada na seguinte fórmula:

$$RH_{CCGF,d} = Energia_{CCGF,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times PLDesp_{bandeira_verde}$$

Onde:

RHCCGF,d: Previsão de risco hidrológico associado às usinas CCGF para a distribuidora "d";

EnergiaCCGF,d: Montante de energia de cotas de garantia física, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;

GSFprevisto: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30; e

PLDespbandeira_verde: PLD específico para a Bandeira Verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

A mesma formula é utilizada para o risco de Itaipu para o qual só muda o montante:

EnergiaItaipu,d: Montante de energia de Itaipu, em MWh, alocada para a distribuidora "d" em DRP;

E a mesma formula também é utilizada para risco hidrológico associado às usinas repactuadas onde também só se altera o montante:

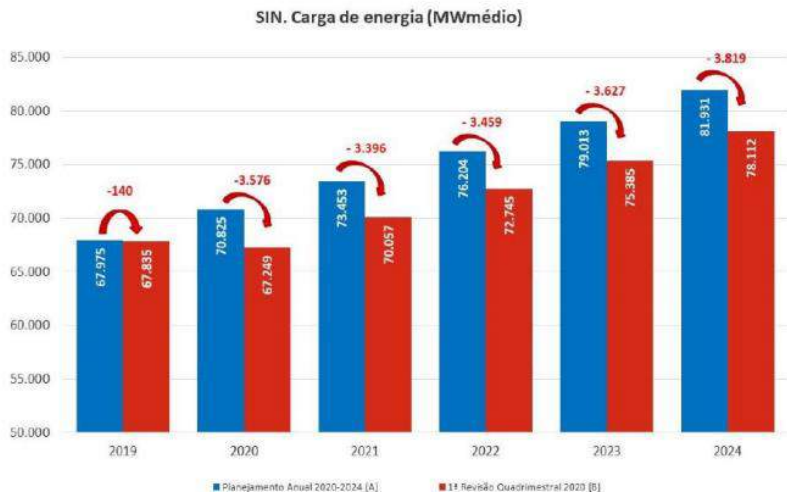
RHCCEAR,d: Previsão de risco hidrológico associado às usinas repactuadas para a distribuidora "d";

Os montantes são variáveis conhecidas e os outros dois itens componentes das formulas são variáveis obtidas com base em informações advindas da CCEE – Câmara de Compensação de Energia Elétrica.

O relatório InfoPLD Abril 2020 que foi processado ainda no início do mês de Abril apresentou análise de queda significativa na carga de energia requerida do sistema e previsão de recessão econômica para os próximos anos. O gráfico resultante está abaixo e indica uma redução de 3.576 MW médios para 2020 e 3.396 MW médios para 2021^o que no caso do reajuste da EMS, entre abril de 2020 e abril de 2021, representa uma redução de 3.531 MW médios. Isto, associado ao aumento de energia armazenada nos reservatórios conforma apontado acima, denota uma redução do Risco Hidrológico.



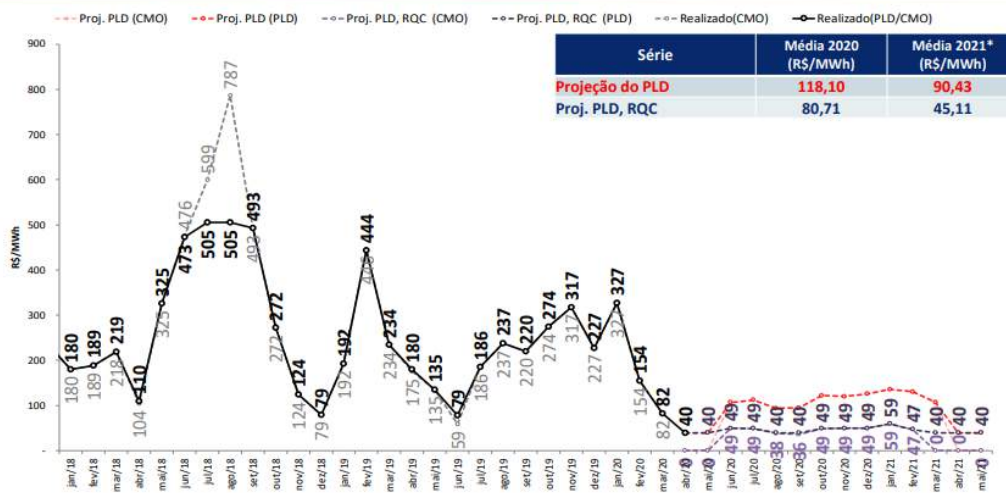
Previsão de carga 2020-2024 – 1ª RQ 



58

O segundo ponto constata na formula do risco hidrológico é o valor do PLD que a CCEE projeta para 2020 até 2021 como sendo o valor de piso ou muito próximo ao piso (R\$ 39,68/MWh), conforme retratado no gráfico abaixo obtido do relatório InfoPLD de abril 2020.

Projeção do PLD – SE/CO 
 Sensibilidade 1: RQC



• Foram considerados:
 - 2020 e 2021: PLD_{max} = R\$ 559,75/MWh, PLD_{min} = R\$ 39,68/MWh
 * Média 2021: Média dos meses de janeiro e fevereiro de 2021

• Média de 2021 corrigida em 31/03/2020

134

Considerando o período de reajuste a EMS, o valor considerado do InfoPLD da CCEE de Abril/20 projeta o PLD médio entre Abril de 2020 a Abril de 2021 após a 1ª RQC – Revisão Quadrimestral de Carga para **R\$ 45,31/MWh**, esta queda dos preços refletem o efeito das medidas contra COVID19.

Resta incluir os efeitos de queda da Carga que melhorarão o GSF

Na planilha Sparta a Aneel considerou para efeitos de Risco Hidrológico o índice de GSF em 85,6% e o PLD em R\$ 149,00 que conflitam enormemente com os dados apresentados pela CCEE.

Contrato sujeito ao Risco Hidrológico	CCEE 17/02/2017	PLD	Despesa
CCGF	85,6%	149,00	27.359.274,59
Itaipu	85,6%	149,00	20.321.645,20
Usinas Repactuadas	85,6%	149,00	37.157.934,46
Previsão de Risco Hidrológico Total			R\$ 84.838.854,25

Na questão do valor do PLD o valor considerado de R\$ 149,00/MWh é 3,28 vezes superior ao projetado pela CCEE que é de R\$ 45,31/MWh.

A adoção do número projetado pela CCEE resulta no valor de previsão de GSF de R\$ 25,8 milhões.

Contrato sujeito ao Risco Hidrológico	(INFO CCEE 17/02/2017	PLD	Despesa
CCGF	85,6%	45,31	8.319.790,14
Itaipu	85,6%	45,31	6.179.689,56
Usinas Repactuadas	85,6%	45,31	11.299.503,42
Previsão de Risco Hidrológico Total			R\$ 25.798.983,13

Solicita-se, portanto, que a Aneel atenha-se ao estabelecido no que está regulado e leve em conta dados atualizados para o cálculo de Risco Hidrológico retificando os cálculos e reduzindo o valor desse efeito nos Componentes Financeiros do processo atual de 3,03% para 0,92%, reduzindo o reajuste tarifário de 6,90% para 4,76%.

IV – Do Direito

Diante do mérito acima alinhavado e que trata da parte técnica, em apontar os itens na Planilha Sparta que ao final consolidam o percentual de reajuste para o exercício de 2020/2021, apresentaremos de forma sucinta o fio lógico, com escopo legal que basilar a tomada de decisão do Conselho de Consumidores em apresentar o PEDIDO DE RECONSIDERAÇÃO à decisão do Colegiado da Aneel, em homologar e publicar a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.672, DE 7 DE ABRIL DE 2020, conforme segue.

Um ponto crucial em que se fundamento o pedido é o momento vivenciado pela população mundial, especialmente no Brasil e em nossa área de concessão, que foi a Declaração pela OMS – Organização Mundial de Saúde, de pandemia pelo COVID-19.

Neste sentido e, conforme já sustentado verifica-se os argumentos apresentados na sustentação oral, ao nosso entender, são suficientes para reduzir o percentual de reajuste homologado pela Agência.



Há forte comprometimento com o previsto no art. 6º, inciso III, do Código de Proteção e Defesa do Consumidor, vez que foi aceito o Pedido de Diferimento da Energisa/MS, sem considerar o conteúdo dos argumentos prestados. Assim dispõe o CDC:

“ Art. 6º São direitos básicos do consumidor:

(...)

*III - a informação adequada e clara sobre os diferentes produtos e serviços, com especificação correta de quantidade, características, **composição**, qualidade, tributos incidentes e **preço**, bem como sobre os riscos que apresentem; (Redação dada pela Lei nº 12.741, de 2012). Vigência” (grifo nosso)*

Era de importância cristalina que se debruçassem sobre os temas apontados porque eles compõem o preço pública substanciada na tarifa.

O que contentamos, como representantes das maiores classes de consumo é que, embora a tarifa homologada tenha repercussão somente a partir de julho de 2020, esses valores serão realinhados no próximo reajuste, em 2021 - fato que pode impactar sobremaneira a tarifa naquele ano e, não sabemos qual vai ser a realidade vivenciado pela área de concessão no próximo ciclo, em razão da forte crise mundial pela qual já passamos.

Um outro ponto a ser considerado é que o consumidor é reconhecidamente vulnerável, conforme prevê a Política Nacional das Relações de Consumo (CDC, art. 4 - I) e mais, que há de haver harmonização dos interesses nessas relações com a compatibilização da proteção do consumidor de energia elétrica com a necessidade de desenvolvimento econômico e tecnológico, como diretriz dessa Política, de modo a viabilizar os princípios nos quais se funda a ordem econômica (CF art. 170), sempre com base na boa fé e no equilíbrio nas relações entre consumidores e fornecedores (CDC, art. 4, III).

Nesse desiderato, mister se faz rever a resolução homologatória. O que se deseja com o PEDIDO DE RECONSIDERAÇÃO - é que o percentual seja reduzido, conforme sobejamente apontado no mérito dessa argumentação.

Não há harmonização de direitos na decisão ora recorrida. Não há equilíbrio. Não há transparência, vez que o consumidor não detém a informação de como calcular a composição da tarifa.

Não concordamos em passar 9 (nove) meses pagando por um percentual que não é aderente à realidade e mais, a final do ciclo, em abril de 2021, ter que pagar por uma reposição de forma selicada, ou seja, corrigidos com impacto do dólar.

Entendemos que ao persistir a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.672, DE 7 DE ABRIL DE 2020, haverá afronta ao Código do Consumidor, por ser um conjunto de normas de proteção e defesa do consumidor, de ordem pública e interesse social (CF, ADCT, Lei 8.078.90, art. 1º), pois está a se preservar mais os interesses da concessionária distribuidora, do que o do consumidor de energia elétrica, pela oneração indevida – que pode e deve ser nivelada.



V – Dos Pedidos

Por todo o exposto, os requente, com o devido acatamento e mesura, respeitosamente, passam a requerer o que se segue:

- a) o reconhecimento do presente recurso, por tempestividade;
- b) que seja acatada a redução do percentual homologado pelos motivos alinhavados neste recurso,
- c) que seja revisto a diferença do custo de energia Tarifa A e B;
- d) que seja encaminhado à Procuradoria-Geral os autos em comento, tendo em vista a existência de questionamentos de matéria de direito, conforme previsão contida no artigo 49, V da Resolução Normativa nº 273, de 10 de julho de 2007.

Pede deferimento.

Campo Grande/MS, 20 de abril de 2020.



ROSIMEIRE CECILIA DA COSTA
Presidente/CONCEN-MS