

# Informativo Enermerco

1803

Acompanhamos você no Mercado Livre de Energia diariamente de maneira Exclusiva e Pró ativa. Somos "LIVRE COM VOCÊ".



Consumo (SIN)  
62.454 Mw médios  
Fevereiro 2018



Descolamento CMO  
R\$ 0,05 MM  
Fevereiro 2018



Bandeira Tarifária  
**VERDE**  
Fevereiro 2018



Geração  
65.798 Mw médios  
Fevereiro 2018



Encargos  
R\$ 218 Milhões  
Fevereiro 2018



## Mercado de Energia x Tendência do PLD

Fevereiro de 2018 apresentou afluências um pouco abaixo do esperado, efetivando assim o fechamento do PLD médio em torno dos R\$188,00 /MWh nos submercados SE/CO e S, R\$178,00 /MWh para o submercado NE e S e R\$42,91/MWh para o submercado Norte. O cenário de preços semanais foi praticamente constante ao longo de todo o período, apresentando leve variação para cima na última semana do mês nos submercados SE/CO, S e NE.

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Fevereiro 2018	SE/CO 188,79	S 188,54	NE 178,54	N 42,91

A bandeira para o mês de Fevereiro, a ANEEL anunciou a manutenção da bandeira verde, sem acréscimos ao consumidor. Março segue com a mesma bandeira tarifária, que, segundo tendências pode permanecer até abril.



Sob o enfoque da Carga, a CCEE, ONS e EPE divulgaram no dia 08 de março um estudo inédito sobre o setor elétrico, mais precisamente acerca do seu desempenho. No boletim técnico que sintetiza o ano de 2017, foi destacado que a carga global, a geração e consumo no ponto de conexão e o consumo na rede apresentaram um discreto crescimento no ano de 2017. As principais justificativas apresentadas estão vinculadas ao baixo desempenho econômico do Brasil em 2016 e o processo de recuperação levemente percebido em 2017, trazendo o país para o mesmo patamar de consumo de 2014.

Junto ao fato, foi realizada a cobrança de recursos financeiros para recompor a conta de Energia de Reserva (CONER), para todos os agentes de consumo, ou seja, distribuidoras, consumidores livres e especiais, autoprodutores, geradores com perfil de consumo e exportadores. A cobrança



seguiu a determinação da ANEEL em despacho nº 3677, de 31 de outubro de 2017, que autorizou o repasse de R\$2,5 bilhões de excedente de Energia de Reserva ao mercado, através das liquidações de setembro a novembro de 2017 para os agentes consumidores, provocando sequencialmente a necessidade de recomposição de lastro da conta. Tal cobrança poderá ser novamente realizada nas liquidações de março a junho de 2018.

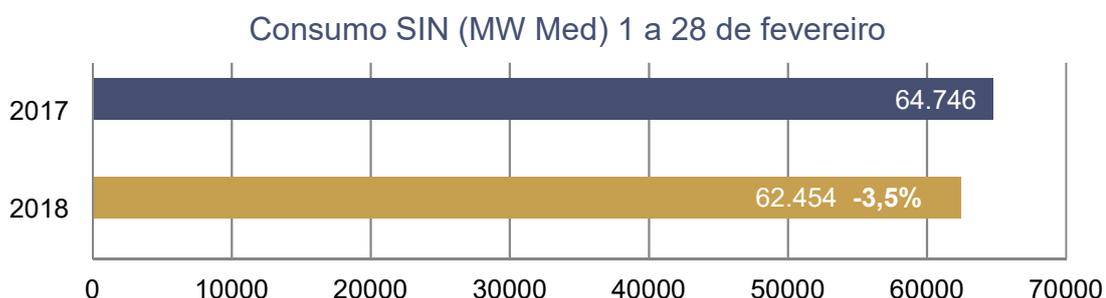
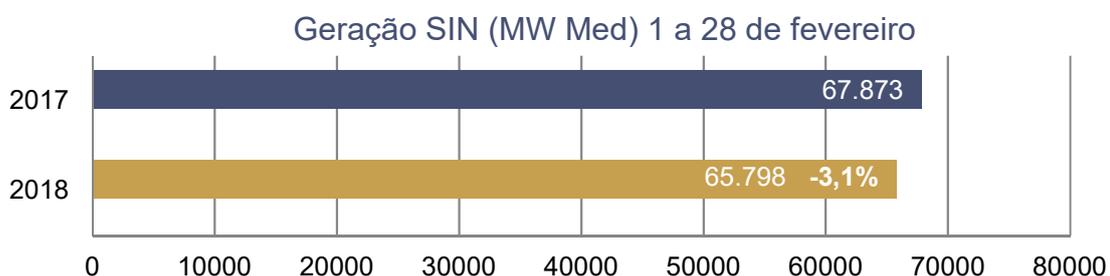
**Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco**

## Geração e Consumo

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de fevereiro, novos comparativos de geração e consumo no SIN – Sistema Interligado Nacional.

O Sistema Interligado Nacional é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com diversos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Em comparação ao mesmo período de 2017, fevereiro, temos um decréscimo de 3,1% na geração disponível no Sistema, em 2018. Já o consumo caiu 3,5%, somando 62.454 MW/Med.

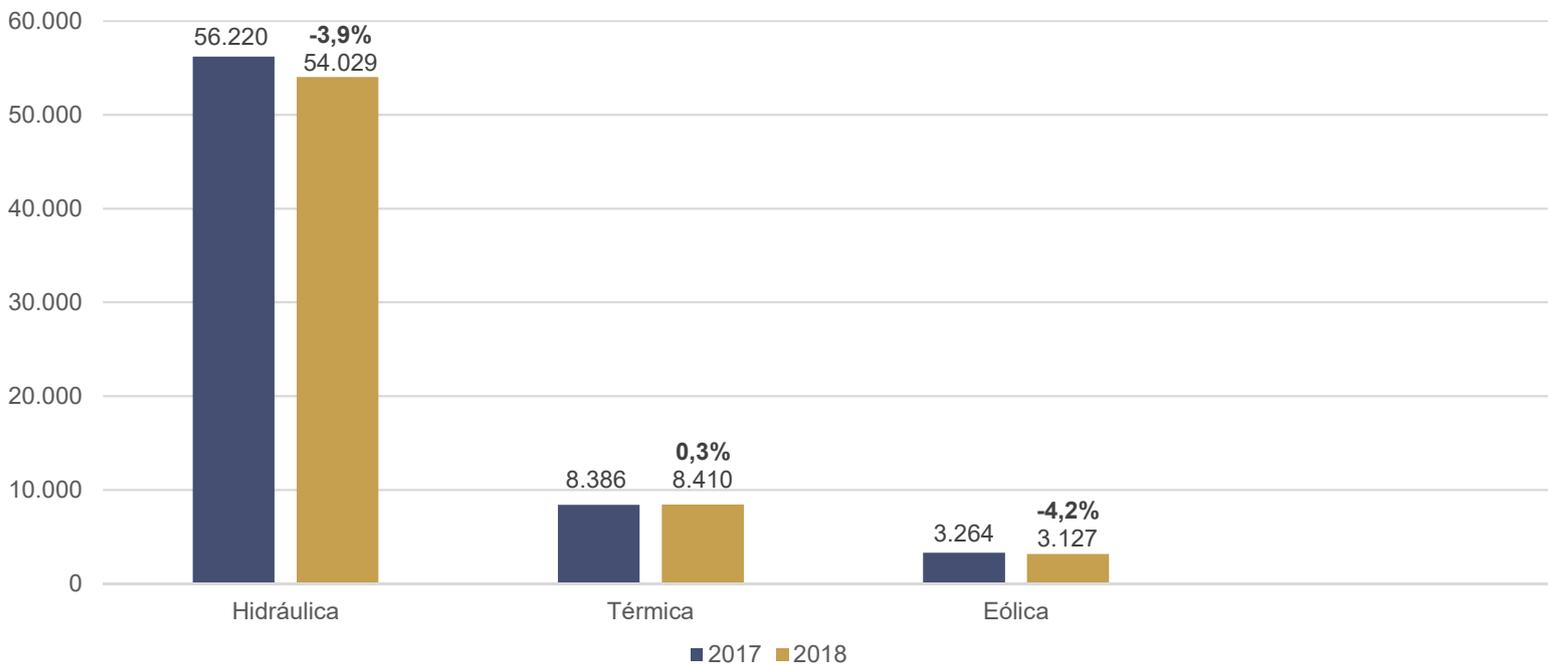




## Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Como vemos, o destaque de fevereiro está no aumento da geração térmica: 0,3%, em relação ao mesmo período do ano anterior, 2017, enquanto a geração eólica caiu mais de 4%.

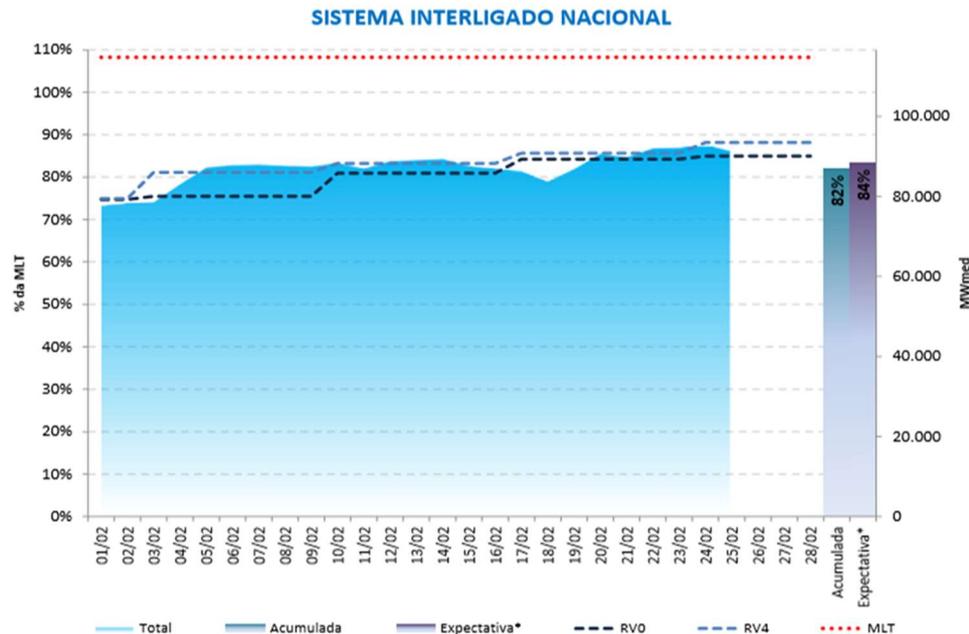
Representatividade da Geração - 1 a 28 de fevereiro



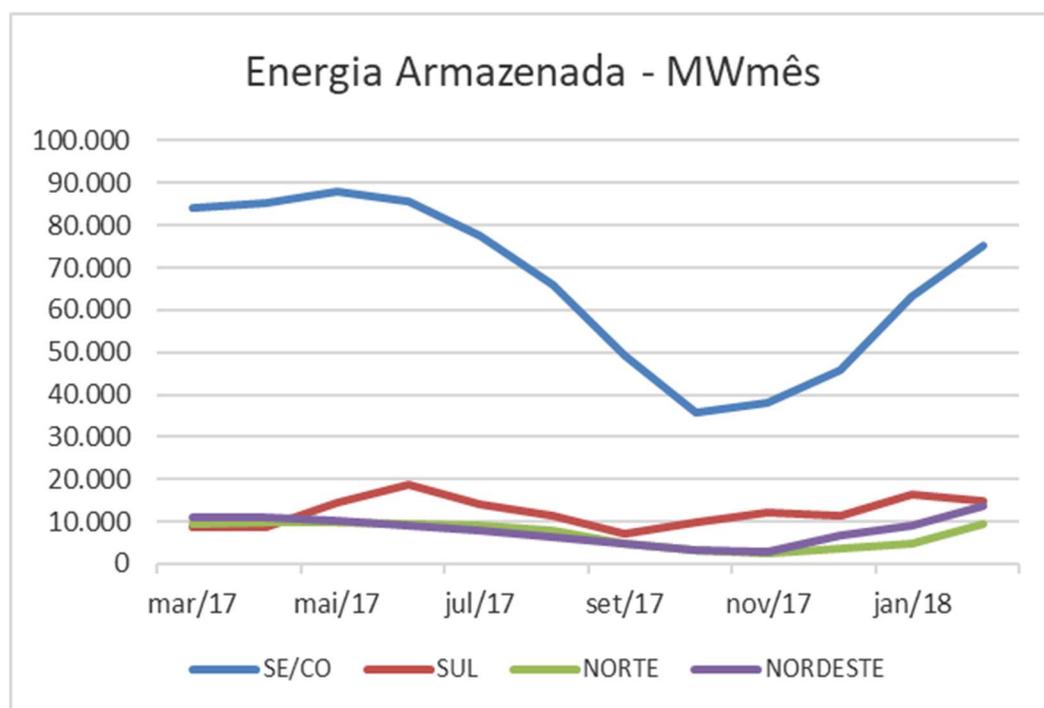


## ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA Fevereiro/2018 acumulada e da expectativa, estão abaixo da Média de Longo Termo, que consiste na média aritmética das vazões naturais verificadas durante uma série histórica. Trata-se de mais um parâmetro de operação do SIN – Sistema Interligado Nacional, que o ONS – Operador Nacional do Sistema, monitora para gerenciar a geração de energia elétrica do país.



Na sequência o gráfico de Energia Armazenada com valores em MWmês, no período de março de 2017 a fevereiro de 2018, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.





## Fator de Ajuste de MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou Generation Scaling Factor – GSF. Ele mede a geração hidráulica em relação à garantia física, cujo cálculo é feito mensalmente pela CCEE.

Para março, conforme a CCEE, temos a estimativa de 113,3% do fator de ajuste do MRE, com Geração Hidráulica de 51.747 MW. Em fevereiro, atingiu-se uma geração, de 113% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2018.

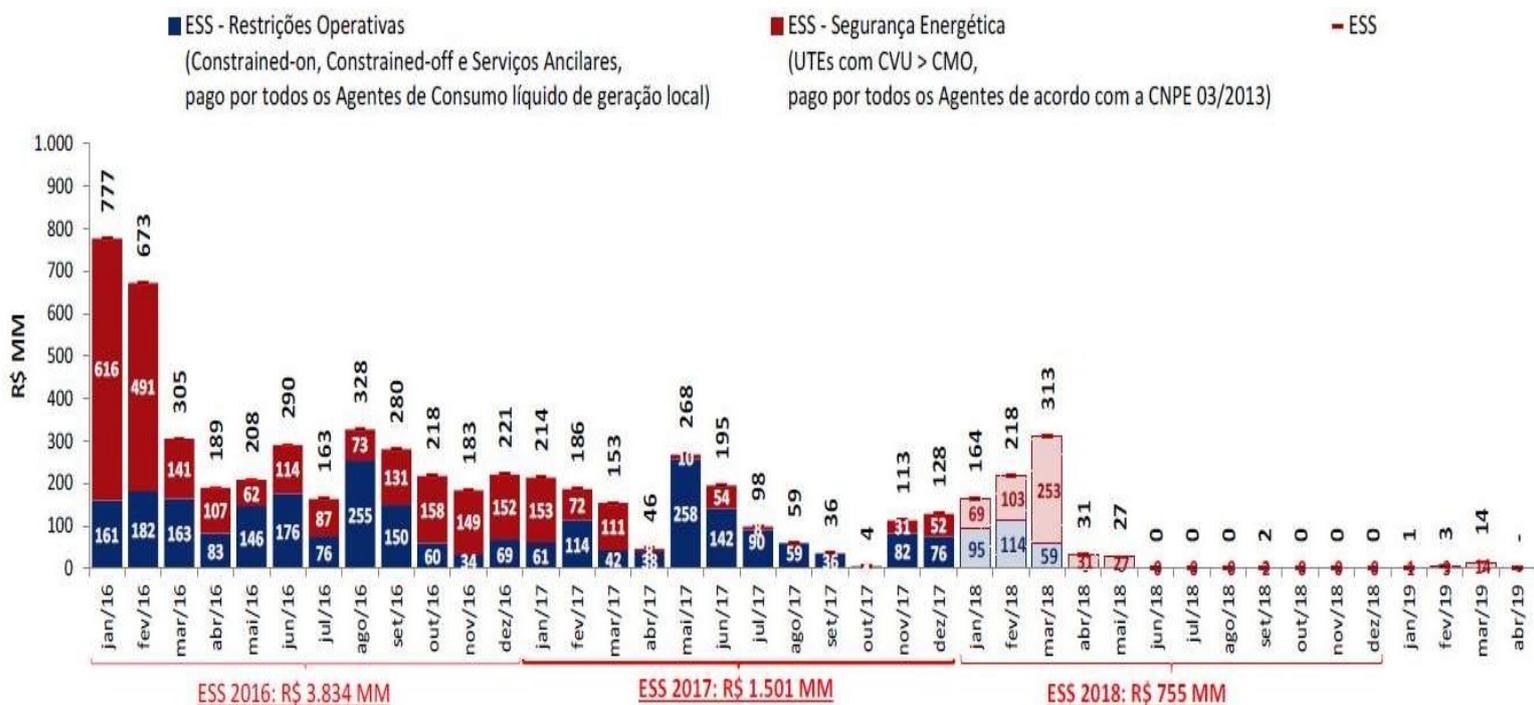




## Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.

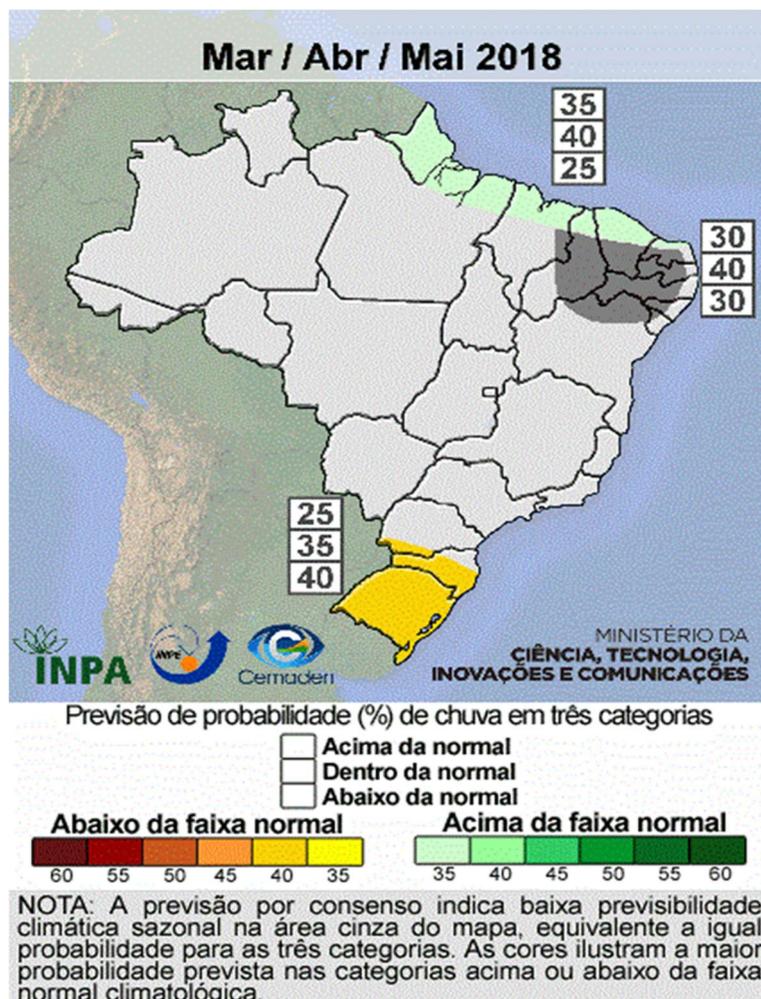
No mês de fevereiro/2018, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 218 MM.





## Previsão Climatológica Trimestral

A previsão climática para o trimestre março, abril e maio de 2018 (MAM/2018), caracteriza-se pelos elevados totais de chuva no extremo norte da Região Norte. As Regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam uma diminuição gradativa da precipitação. Historicamente, também há incursão de massas de ar frio que causam declínio acentuado de temperatura em particular nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e, por vezes, podem favorecer a formação de geadas, especialmente nas regiões serranas. Outra característica bastante comum nesta época do ano é a umidade relativa do ar alta (cerca de 98%) nas primeiras horas da manhã, favorecendo a formação de nevoeiros. No período da tarde, a umidade diminui consideravelmente, atingindo um valor médio igual a 50%. As temperaturas diminuem gradativamente no sul do País, devido à maior intensidade das massas de ar frio que atuam na retaguarda dos sistemas frontais, especialmente no leste de Santa Catarina. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas na Figura a seguir:





Confira na tabela abaixo, as previsões de precipitação e temperatura do ar, para este trimestre, de acordo com a região do país:

<b>NORTE</b>	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica no Amapá, Ilha de Marajó e nordeste do Pará, com a segunda maior probabilidade acima da normal. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
<b>NORDESTE</b>	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica em parte do setor norte da Região, incluindo o centro-leste do PI, sul do CE e RN, centro-oeste de PE, AL e SE e extremo norte da BA. Porém, da faixa norte do MA ao extremo norte do RN, a segunda maior probabilidade ficou acima da normal. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - acima da normal climatológica.</p>
<b>CENTRO-OESTE</b>	<p><u>Chuva</u> - a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
<b>SUDESTE</b>	<p><u>Chuva</u> - a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
<b>SUL</b>	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria abaixo da faixa normal para o centro-sul da Região. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>

## PL DA ELETROBRAS DEVE SER VOTADO EM COMISSÃO DA CÂMARA NA PRIMEIRA QUINZENA DE ABRIL

O relator do projeto de lei de privatização da Eletrobras, José Carlos Aleluia, afirmou em Brasília que a proposta deve ser votada na comissão especial da Câmara na primeira quinzena de abril. Aleluia participou de reunião com o presidente da Câmara, Rodrigo Maia, e o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Junior, na residência oficial da presidência da casa na quarta-feira, 21 de fevereiro. O executivo saiu sem falar com a imprensa.



Aleluia defendeu a manutenção do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica como uma instituição privada, mantida com recursos das empresas do setor, a exemplo ao Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Não quero ver funcionário do Cepel com crachá da Eletrobras”, disse o deputado. O relator também é favorável à criação de uma agência de desenvolvimento de

caráter privado, que ficaria responsável pela gestão dos recursos que viriam da descotização das usinas hidrelétricas para a revitalização do rio São Francisco. Aleluia acredita que a medida atende as expectativas dos governadores do Nordeste, que divulgaram no ano passado uma carta contrária à privatização da estatal.

Segundo Aleluia, os partidos haviam indicado dez parlamentares para compor a comissão, que poderá ser instalada e funcionar com quórum mínimo de 18 deputados. Pelo regimento da Câmara, as comissões especiais são formadas por 35 titulares e 35 suplentes. Entre os titulares, 25 serão de partido da base aliada e dez da oposição.

## **POR 'SEGURANÇA' LEGAL, BANCO VAI CUIDAR DA MODELAGEM DA VENDA DA ELETROBRAS - CAMILA MAIA**

---

Por segurança jurídica, o governo mudou os planos e um decreto presidencial que vai apontar o BNDES como responsável pela modelagem da privatização da Eletrobras está em fase final de elaboração e deve ser divulgado em breve. Segundo fonte da equipe energética do governo, o texto determina que a empresa acompanhe de perto o processo. "A solução de apontar o BNDES é a mais segura legalmente", disse a fonte. O banco terá o papel de definir o modelo dos contratos necessários, como das cisões de Itaipu e da Eletronuclear, que irão fazer parte de uma estatal que ainda será criada.



O BNDES foi responsável pela modelagem da venda das distribuidoras de energia, mas havia uma ala dentro da Eletrobras que defendia que a própria estatal cuidasse dos estudos da privatização.

## AGÊNCIA ALTERA NORMA DE CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

A ANEEL aprovou no dia 06/03, edição de resolução normativa para ajustar a Resolução nº 67/2001, que estabelece os procedimentos para cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, aos comandos legais que regem a cobrança de multa e juros pelo recolhimento em atraso do



Encargo. A alteração adapta as disposições do regulamento aos comandos legais que regem a cobrança de multa e juros pelo recolhimento em atraso da CFURH pelos agentes setoriais de geração devedores do Encargo.

Os créditos não pagos nas datas dos respectivos vencimentos serão acrescidos de juros e multa de mora, calculados nos termos e na forma da legislação aplicável aos tributos federais.

O tema foi debatido na audiência pública 81/2017 realizada entre 21/12/2017 a 02/02/2018.

## REFORMA DO SETOR ELÉTRICO: O QUE DIZ O PL ENVIADO À CASA CIVIL PELO MME

O setor elétrico brasileiro, mais uma vez, vem passando por mudanças substanciais em sua legislação. Após uma primeira fase, marcada pelas privatizações da década de 90, criação da agência reguladora setorial, desverticalização da cadeia produtiva do setor e abertura do mercado (Leis nº 8.987/95, 9.074/95, nº 9.427/96 e nº 9.648/98), aperfeiçoou-se o modelo com



a introdução de leilões regulados pela União, regulamentação da atividade de comercialização e criação de políticas públicas voltadas ao setor (Leis nº 10.438/02 e nº 10.848/04). Uma terceira fase pode ser caracterizada pela busca de soluções para o fim do prazo das concessões e pelo enfrentamento dos altos valores pagos na tarifa de eletricidade (MP nº 579/12 e Lei nº 12.783/13).

Atualmente vive-se sob a égide de uma “quarta onda” regulatória no setor elétrico brasileiro, surgida não apenas para corrigir as distorções causadas pela edição da MP nº 579/12 – merecendo destaque a introdução do regime de cotas para as usinas prorrogadas –, mas também para fazer frente à crescente judicialização do setor elétrico, à retomada do processo de abertura do mercado e ao inchaço do rol de finalidades da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, apenas para citar algumas. A intenção do governo atual em privatizar a Eletrobrás, por meio da pulverização de seu capital e venda de suas distribuidoras, aliada às medidas de empoderamento dos consumidores, compõem o cenário cambiante.

É dentro deste contexto que se inseriu a Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017, aberta pelo Ministério de Minas e Energia e que contou com amplíssima participação dos agentes e associações do setor elétrico. Na oportunidade, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE trouxe todas as alterações pretendidas pela Pasta do governo na legislação vigente. Após análise das contribuições recebidas, o MME divulgou, em 9 de fevereiro de 2018, a minuta do Projeto de Lei, encaminhada à Casa Civil para posterior reenvio ao Congresso, para discussão e aprovação.

Sem pretender esgotar a discussão, este artigo analisa criticamente os principais pontos da minuta do PL, comparando-os com as propostas iniciais do MME, conforme constam da referida Nota Técnica.

Inicialmente, merece destaque o fim do regime de cotas para as usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas conforme a Lei nº 12.783/13. Embora as mudanças visadas na proposta submetida à Consulta Pública pudessem ser aplicadas às usinas da Eletrobrás, fato é que se optou por desmembrar a “questão Eletrobrás” da proposta e submeter um Projeto de Lei em separado versando sobre sua desestatização. Requisito para a desestatização é justamente a saída do regime de cotas das usinas da estatal.

Um segundo ponto bastante ventilado e debatido diz respeito à redução dos limites de acesso ao mercado livre. Pela proposta original do MME, definia-se uma trajetória de abertura parcial do mercado, até 2028, para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda. O segmento de baixa tensão encontrava-se excluído da



abertura do mercado, em razão da falta de informações que permitissem avaliações mais profundas quanto a eventuais benefícios, para essa classe de consumo, da abertura do mercado.

Pela minuta de PL enviada à Casa Civil, há alteração da trajetória e inclusão de previsão legal para realização de estudos. A partir de janeiro de 2026 não será aplicado requisito mínimo de carga algum aos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV. Há uma sutil aceleração da trajetória. Por outro lado, até dezembro de 2022 o Poder Executivo deverá apresentar plano de extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em baixa tensão, conforme proposta de inserção do art. 16-A, § 4º, na Lei nº 9.074/95.

Quanto ao tema, algumas experiências internacionais demonstram que a mera possibilidade de migração para o mercado livre não conduz, necessariamente, a uma maior abertura de mercado, especialmente para consumidores atendidos em baixa tensão. Pela inelasticidade da demanda, e ainda a baixa participação dessa despesa no orçamento familiar, há baixo interesse dos consumidores em pesquisar fornecedores e pequeno incentivo econômico para a migração, conforme estudos de Ali Hortaçsu et. al. (Power to Choose? An Analysis of Consumer Inertia in the Residential Electricity Market), Timothy Brennan (Consumer preference not to choose: methodological and policy implications), Yingkui Yang (Understanding household switching behavior in the retail electricity market) e o relatório da Australian Energy Market Commission (2017 AEMC Retail Energy Competition Review, Final Report). Em síntese, há consumidores que escolhem não querer escolher.

Um terceiro ponto bastante debatido durante o período da Consulta Pública diz respeito à possibilidade de separação entre lastro e energia, no momento da contratação. A proposta inicial havia sido criticada por estar pouco clara e por deixar a regulamentação da matéria para decreto a ser publicado posteriormente.

A proposta almeja separar a contratação de confiabilidade de suprimento, isto é, contratação de lastro, da gerência descentralizada do risco de mercado, isto é, a contratação da energia. Entende o MME que a contratação no modelo atual envia sinais distorcidos na alocação de custos, já que os agentes participantes do ACL não contribuem para a expansão do Sistema, na medida em que dependem apenas das sobras exportadas pelo ACR ou das parcelas remanescentes da garantia física de empreendimentos novos não contratada nos leilões regulados. Os custos da expansão do Sistema acabam recaindo, portanto, apenas sobre os consumidores do ACR.



Embora a medida busque corrigir sinal distorcido, ainda há incerteza em saber se a mera apresentação de lastro junto às instituições financeiras será suficiente à obtenção de empréstimo com condições favoráveis, ou se tal medida legal será traduzida em maior risco e, portanto, aumento das taxas de juros, com repercussão na tarifa.

Quanto ao texto legal, a minuta de PL aperfeiçoa a proposta inicialmente submetida à Consulta Pública, na medida em que fixa para junho de 2020 o estabelecimento, pelo Poder Concedente, de cronograma para a implantação da forma de contratação de lastro; das diretrizes, regras, padrões e alocação de custos referentes à contratação; de regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o Sistema.

Embora ainda faça depender de regulamentação, a minuta do PL fixa um calendário para implantação da contratação de lastro separado da energia, o que é percebido como maior segurança jurídica pelos agentes do setor.

Consoante afirmado anteriormente, a proposta de aprimoramento do setor elétrico do MME busca também frear o movimento de judicialização iniciado nos últimos anos, como por exemplo as discussões a respeito das novas finalidades da CDE e do risco hidrológico, sendo este último um dos casos com maior número de agentes socorrendo-se ao Judiciário. Por meio da obtenção de liminares, diversos agentes furtaram-se à liquidação de suas posições contratuais no Mercado de Curto Prazo, culminando em valores represados da ordem de R\$ 6 bilhões até o fim de 2017, valor esse que poderia chegar a R\$ 10 bilhões ao fim de 2018, caso nenhuma medida fosse tomada.

A solução proposta já na Nota Técnica do MME – e mantida na minuta do PL enviado à Casa Civil – busca fazer retroagir a 2013 a repactuação do risco hidrológico, compensando os agentes com extensão de seus respectivos prazos de outorga (limitada a sete anos). Além da geração termelétrica fora da ordem de mérito, também foram excluídas do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (i) a antecipação de garantia física outorgada a projetos hidrelétricos estruturantes e (ii) a restrição de escoamento da energia oriunda destes empreendimentos em razão de atraso na entrada em operação das instalações de transmissão.

Inovação trazida pela minuta do PL diz respeito à fixação de data para vedação da repactuação do risco hidrológico (janeiro de 2019). Anteriormente, a proposta do MME condicionava a vedação à vindoura regulamentação da ANEEL.



Por fim, cabe destacar um último ponto da minuta do PL, relacionado à inclusão de modificação na legislação referente à aquisição de imóveis por estrangeiros. A proposta objetiva incluir exceção às restrições contidas na Lei nº 5.709/71 para aquisição de imóveis rurais por pessoa jurídica brasileira controlada por pessoa física ou jurídica estrangeira, destinados à execução das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A medida é benéfica para eliminar esta barreira à entrada de investidores estrangeiros no setor, aumentando a competitividade.

Contudo, pela redação sugerida na minuta do PL, podem ser levantadas algumas incertezas. Primeiro, o texto não define se toda a área adquirida ou apenas parte dela precisar ser destinada a projetos do setor elétrico. Segundo, não está claro se a regra vale apenas enquanto perdurar o empreendimento ou se se trata de aquisição definitiva do imóvel para esse fim. Por fim, há dúvida quanto à real utilidade da alteração legislativa, uma vez que para muitos projetos de geração – em especial eólicos –, o arrendamento afigura-se como solução mais praticada que a aquisição do imóvel.

A minuta do PL ainda se encontra na Casa Civil e a sinalização da Pasta de Minas e Energia em endereçar uma solução para o desarranjo setorial é vista com bons olhos. Porém, considerando o ambiente político – ano eleitoral e priorização de outras pautas pelo Governo – e o ambiente setorial – endereçamento da “questão Eletrobrás” em PL autônomo e busca de solução para a desjudicialização por meio do próprio Judiciário –, espera-se pouca pressa por parte do Executivo no envio da minuta ao Congresso, e muito debate por parte do Legislativo, quando o PL for enviado.

## **QUEDA DE ENERGIA AFETA CIDADES EM 14 ESTADOS DO NORTE E DO NORDESTE**

---

Municípios de ao menos 14 estados do Norte e do Nordeste do país enfrentaram um apagão nesta quarta-feira (21): Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Maranhão, Pará, Paraíba, Piauí, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Rondônia, Sergipe e Tocantins.

De acordo com as companhias de energia locais, 2.049 cidades foram afetadas nos 14 estados. O número representa 93% do total de municípios (2.204) desses estados.



Também houve registro de falta de energia em São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Distrito Federal.

O problema ocorreu às 15h48. Em nota, o Operador Nacional do Sistema (ONS) informou que as causas do desligamento estão sendo investigadas (leia a íntegra da nota mais abaixo).

O ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, disse que o apagão ocorreu após uma falha em uma linha de transmissão ligada à usina de Belo Monte, no Pará, que não suportou um aumento de carga. Segundo o ministro, essa linha foi programada para operar em uma potência maior.

Em entrevista coletiva no início da noite desta quarta, o diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata Ferreira, disse que a falha ocorreu em um disjuntor na subestação Xingu, no Pará.

O problema, segundo Ferreira, causou "pequena perturbação" nos sistemas do Sul, Sudeste e Centro-Oeste, mas provocou um "colapso", com "repercussão bem mais acentuada", nos sistemas do Norte e Nordeste.

"A partir dessa interrupção [após a falha], nós tivemos a separação dos sistemas Norte e Nordeste dos sistemas das regiões Sul e Sudeste, o que provocou um excesso de geração na Região Norte e levou à desconexão dos sistemas das regiões Norte e Nordeste. O Brasil tem todo o país interligado, a exceção do estado de Roraima. Neste evento, o que ocorreu foi uma separação dos sistemas Norte e Nordeste e Sul e Sudeste", disse.

O apagão atingiu todos os municípios dos seguintes estados:

- Rio Grande Norte
- Paraíba
- Maranhão
- Pernambuco
- Ceará
- Sergipe
- Bahia
- Piauí
- Tocantins
- Pará



Dentre esses estados, o fornecimento de energia havia sido 100% normalizado em Rio Grande do Norte, Tocantins, Piauí, Bahia, Ceará, Sergipe, Pernambuco, Paraíba e Maranhão entre a noite de quarta e a manhã desta quinta-feira (22).

Em Alagoas, o fornecimento foi normalizado por volta das 19h.

No Rio Grande do Norte, no Piauí e no Maranhão, o apagão afetou também o abastecimento de água em algumas cidades.

Na Região Norte, Rondônia teve algumas cidades que ficaram sem energia por 1 hora e 15 minutos, das 14h48 às 16h03 (horário local), segundo a Eletrobras. No Amazonas, a falta de energia afetou Manaus e Manacapuru, na região metropolitana. No Amapá, 90% dos estados estavam com serviço normal às 18h55.

No Sudeste, em São Paulo, a concessionária Eletropaulo – que atende a capital e 24 municípios da região metropolitana – informou que a rede foi "parcialmente afetada entre 15h48 e 15h55".

Em Minas Gerais, 31 cidades atendidas pela Companhia Energética de Minas Gerais

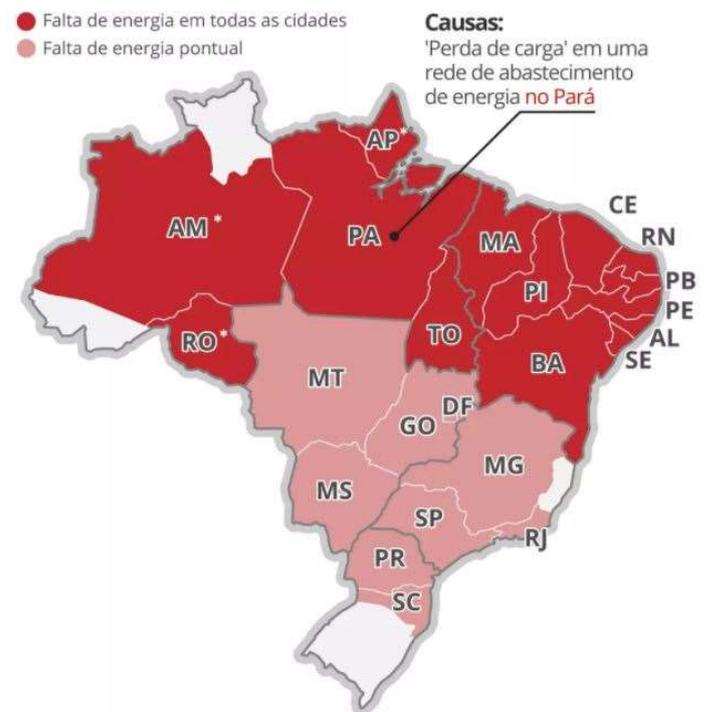
(Cemig) ficaram sem luz por cerca de 15 minutos. No Rio de Janeiro, a queda de energia durou 12 minutos e atingiu 16 cidades, entre elas a capital do estado.

No Centro-Oeste, em Goiás, foram 11 municípios afetados, sendo o fornecimento 100% normalizado em cerca de 1 hora. No Distrito Federal, o fornecimento de energia ficou interrompido por 20 minutos. Em Mato Grosso foram oito cidades atingidas, e outras cinco em Mato Grosso do Sul – mas a falta de luz durou poucos minutos.

Na Região Sul, Santa Catarina teve falta de luz em Florianópolis, Joinville e Blumenau. No Paraná, a oscilação foi registrada entre 15h48 e 16h07.

## Apagão em 14 estados do Norte e Nordeste

O problema foi registrado às 15h48





## ENERMERCO INVESTE EM QUALIFICAÇÃO

---

Atenta às movimentações do Mercado, especialmente, do Setor Elétrico, a ENERMERCO investe sempre na qualificação de sua equipe para acompanhar as tendências e oferecer um resultado diferenciado a seus clientes.

Pensando nisto, neste mês de março, os consultores da empresa participarão de dois eventos de destaque nacional: o primeiro deles, promovido pela CCEE em São Paulo, debaterá a “Modernização do Setor Elétrico”, que contará com as presenças do Ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, além de Paulo Pedrosa (MME), Luiz Augusto Barroso (Presidente da EPE), Luiz E. Barata Ferreira (Diretor Geral da ONS) e Rui Altieri (CCEE); o segundo, promovido pela ABRAPCH, acontecerá em Curitiba e abordará as CGH’s – Centrais Geradoras Hidrelétricas.



---

Fontes: ANEEL – CANAL ENERGIA - CCEE – CPTEC – EPE – EBC AGÊNCIA BRASIL – ONS – INFOCLIMA – O ESTADÃO – MME – PORTALG1 – VALOR ECONÔMICO

# **Enermerco Comercializadora de Energia EIRELI EPP**

**Av. 7 de Setembro, 140, Sala 06 – Centro**

**Timbó - SC – 89.120-000**

**(47) 3380-0771**

**[www.enermerco.com.br](http://www.enermerco.com.br)**

