



Informativo Enermerco

1801

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





Mercado de Energia x Tendência do PLD

O período de dezembro/2017 teve sua primeira semana com PLD médio de R\$208,53 /MWh em todos os submercados e elevação ao longo do mês, fechando a quarta e quinta semana em média em R\$274,98/MWh e R\$245,63/MWh para todos os submercados respectivamente.

Demonstrativo do PLD Médio

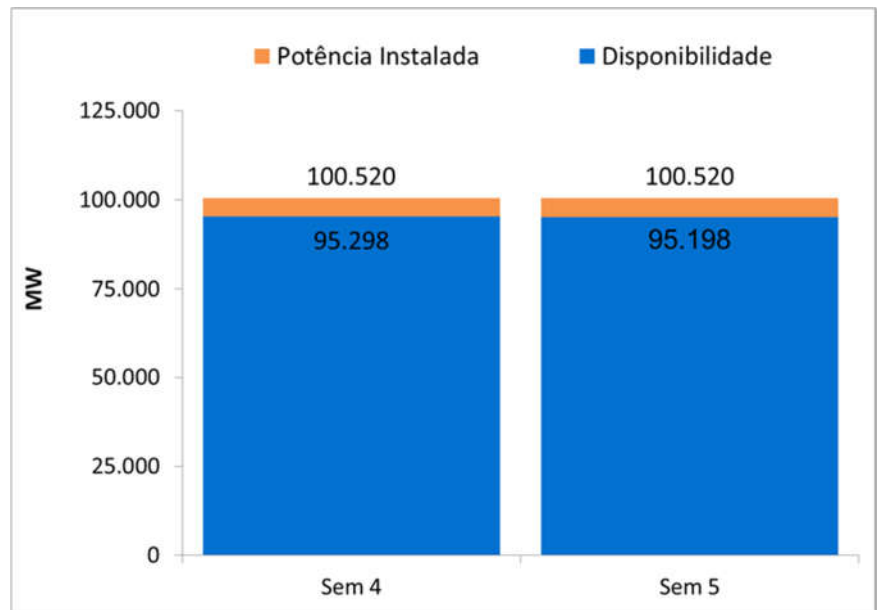
Mês	Submercado			
Dezembro 2017	SE/CO	S	NE	N
	235,07	235,29	234,20	233,27

Foi divulgada já no final do mês de dezembro de 2017 a atualização dos limites mínimo e máximo do PLD em R\$40,16/MWh e R\$505,18 para o ano calendário de 2018. Sendo que o ano iniciou com um quadro de chuvas favorável, principalmente no Sul e Sudeste, o que refletiu em um cenário de preços mais baixos para o início do mês de janeiro/2018. O gráfico de disponibilidade hidráulica total do Sistema Interligado Nacional – SIN, divulgado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, mostra que há disponibilidade hidráulica de um pouco mais de 95%.

Contudo os níveis de reservatórios, principalmente dos submercados Sudeste e Nordeste, não estão recuperados, dado a grande crise

hidrológica de 2017. Este pano de fundo, leva especialistas do setor a prever uma alta da conta média de energia elétrica em torno de 9% para o ano de 2018. Neste sentido, o sistema está trabalhando com altos níveis de intercâmbio de energia entre os submercados Norte e Sudeste, assim como intensificação da geração da UHE Belo Monte.

Desde Novembro de 2017 a nova sistemática de acionamento da bandeira tarifária entrou em vigor, sendo levado em consideração o custo GSF, que é a razão entre a geração hidráulica pelo montante total das garantias físicas sazonalizadas das usinas. Com a nova metodologia, a bandeira para o mês de Dezembro, Vermelha – Patamar 1, gerou um acréscimo de R\$ 3,00 a





cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos. Para o mês de janeiro/2018, a ANEEL anunciou a bandeira verde, sem acréscimos ao consumidor.



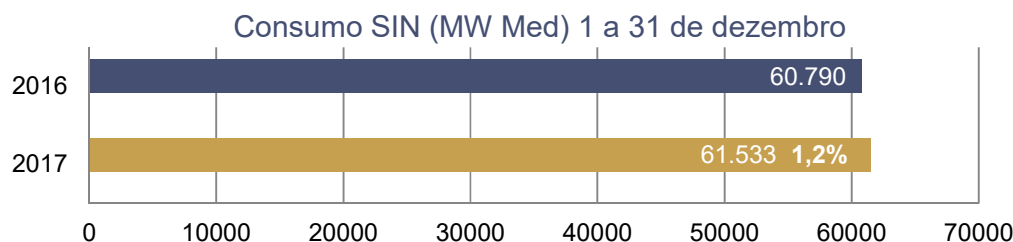
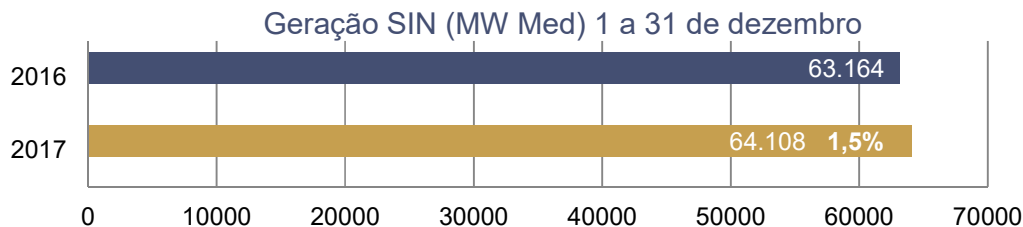
Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

Geração e Consumo

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de dezembro, 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.

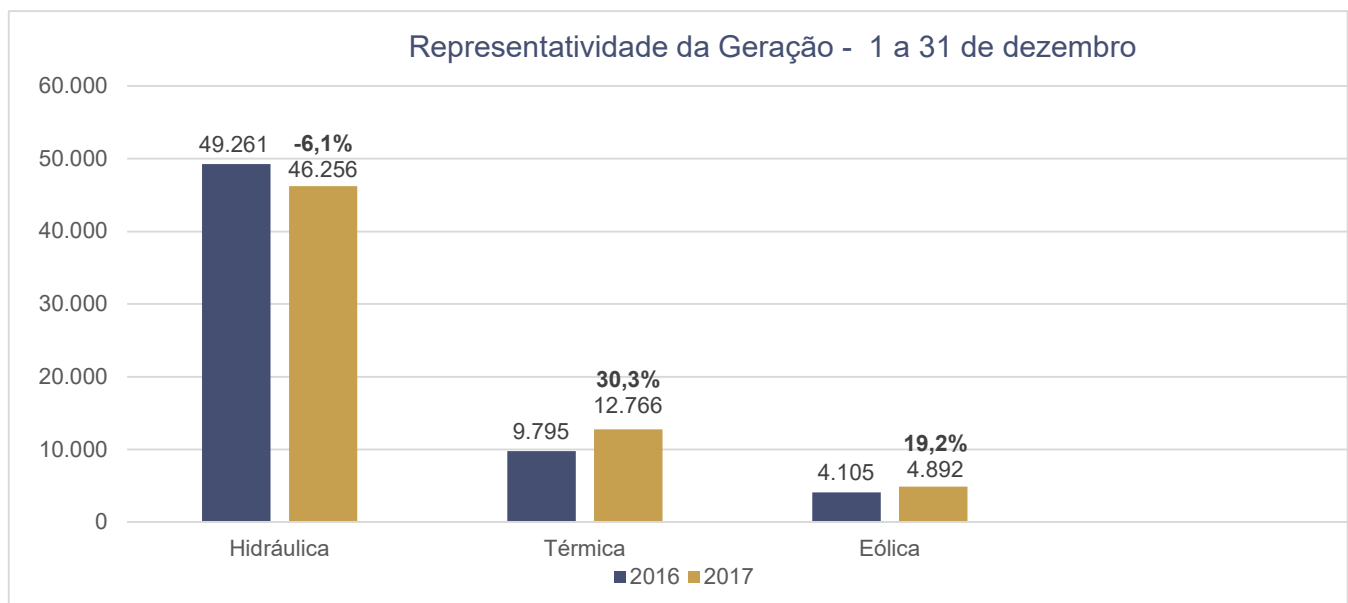
Em comparação ao mesmo período de 2016, dezembro, temos um acréscimo de 1,5% na geração disponível no Sistema, em 2017. Já o consumo teve uma elevação de 1,2%, somando 61.533 MW/Med.





Geração por Fonte de Energia

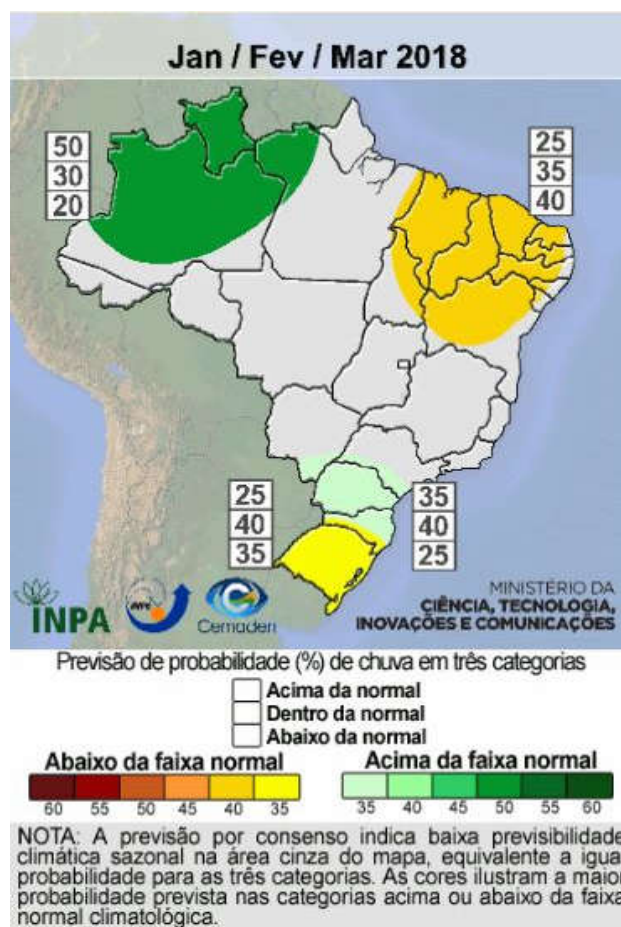
As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Como vemos, o destaque de dezembro está no aumento da geração térmica: 30,3%, em relação ao mesmo período do ano anterior, 2016, enquanto a geração hídrica caiu mais de 6%. A energia eólica também teve um aumento expressivo: 19,2%, em relação ao mesmo período do ano anterior.





Previsão Climatológica Trimestral

Neste trimestre, as chuvas são frequentes em praticamente todo o País, com exceção do nordeste de Roraima e do leste do Nordeste. Volumes de chuvas superiores a 1000 mm, são observados no leste do Amapá, na Ilha do Marajó-PA, nos setores nordeste e sudeste do Pará e no sudeste do Amazonas. Nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, os totais de chuva variam em torno de 300 mm e 700 mm. Nestas Regiões, as chuvas são ocasionadas, principalmente, pela atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Na Região Sul, totais de chuva de aproximadamente 450 mm ocorrem no Estado do Paraná e inferiores a 400 mm no sul e sudeste do Rio Grande do Sul. A temperatura máxima varia entre 28°C e 34°C nas Regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Nas Regiões Sul e Sudeste, as máximas podem variar entre 24°C e 32°C. Os menores valores de temperatura, em torno de 14°C, são esperados sobre as áreas serranas da Região Sul e dos Estados de Minas Gerais e São Paulo. Nas Regiões Norte e Nordeste, as temperaturas mínimas variam entre 22°C e 24°C. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas na Figura a seguir:





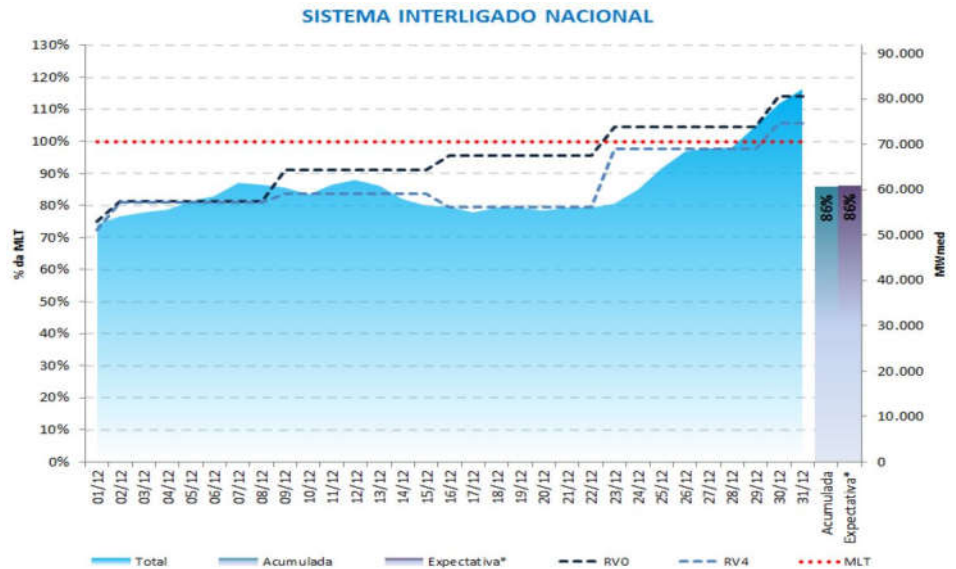
Confira na tabela abaixo, as previsões de precipitação e temperatura do ar, para este trimestre, de acordo com a região do país:

NORTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria acima da faixa normal climatológica em grande parte do Amazonas, Roraima e noroeste do Pará. Para o leste do Tocantins, a classe mais provável é de chuvas abaixo da média. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
NORDESTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria abaixo da faixa normal climatológica em praticamente toda a Região. Para o extremo sul da Bahia e leste da Região, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - variando de normal a acima da normal climatológica.</p>
CENTRO-OESTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica para o sul do MS, com a segunda maior probabilidade na categoria acima da faixa normal. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
SUDESTE	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal para o sul de SP, com a segunda maior probabilidade na categoria acima da faixa normal. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>
SUL	<p><u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica, com a segunda maior probabilidade na categoria acima da faixa normal para o centro-norte da Região e abaixo da faixa normal para o RS.</p> <p><u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.</p>

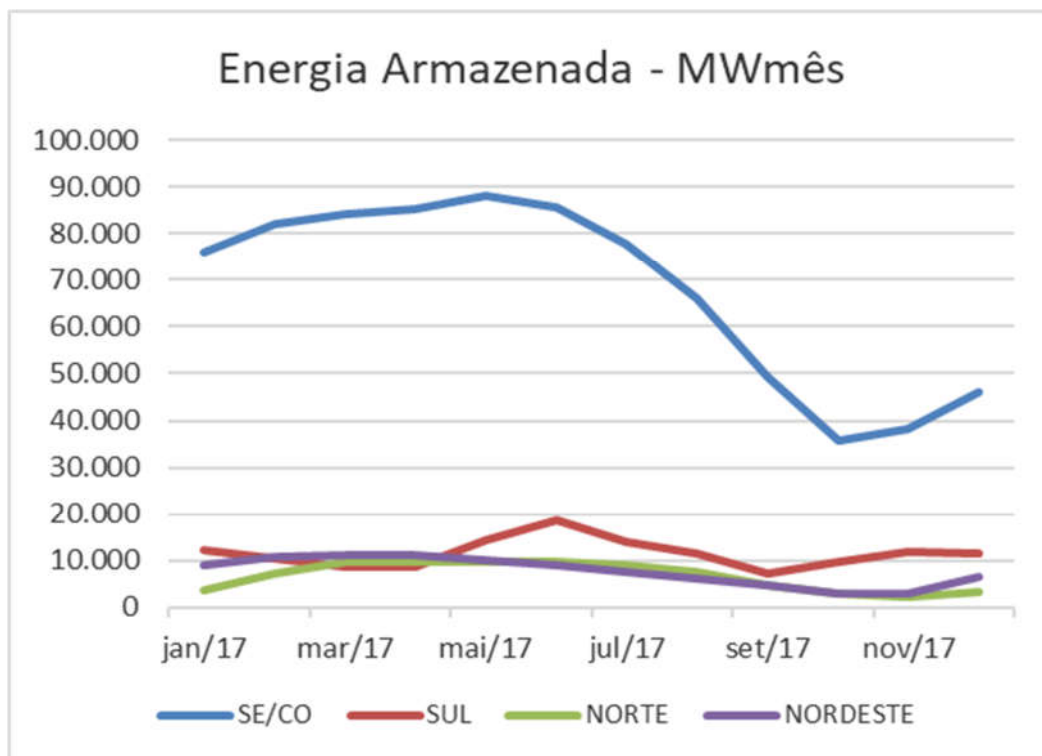


ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA dezembro/2017 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 MWhês, no período de janeiro de 2017 a dezembro de 2017, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.

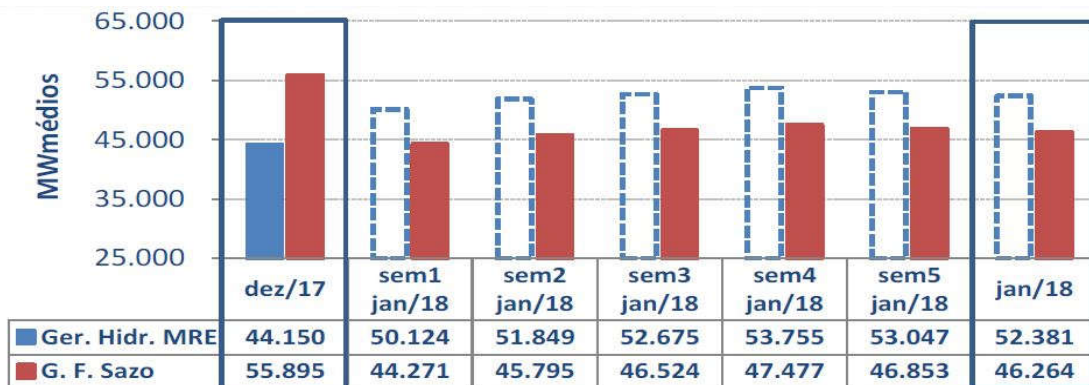




Fator de Ajuste de MRE

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 janeiro, conforme a CCEE, temos a estimativa de 113,2% do fator de ajuste do MRE, com Geração Hidráulica de 52.381 MW. Em dezembro, atingiu-se uma geração, de 79% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2017.

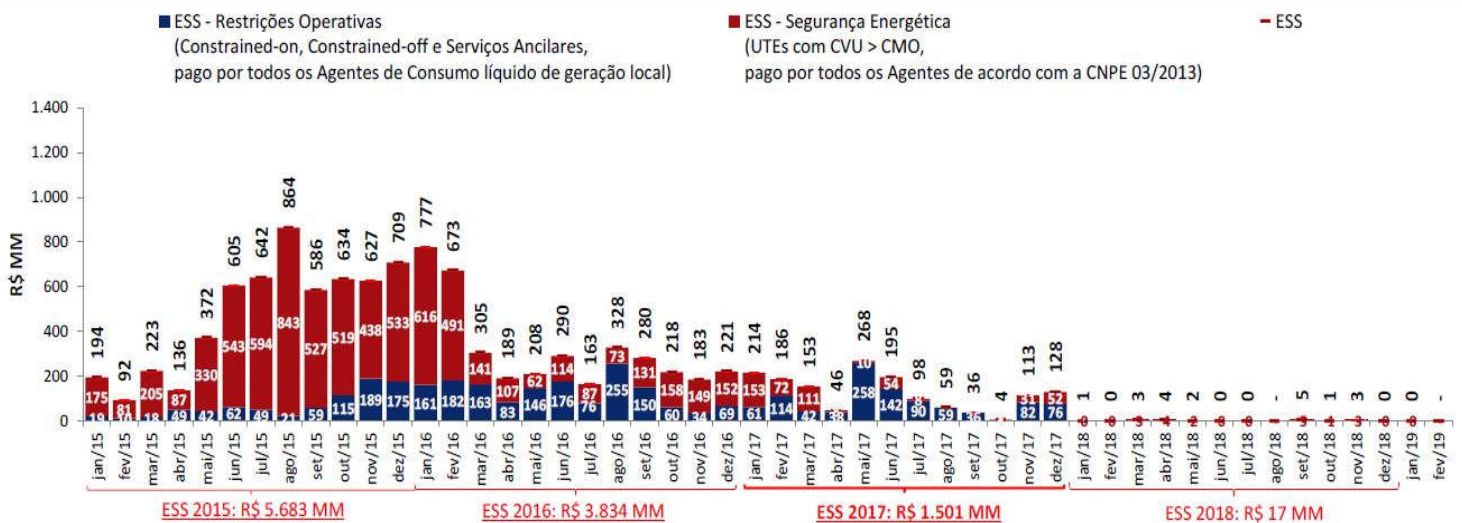




Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

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 os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh.

No mês de dezembro/2017, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 128 MM.





Tarifa Branca: como você pode economizar com ela

Novo método de cobrança irá privilegiar quem consome mais energia fora do horário de pico

POR BARBARA BIGARELLI

A partir de janeiro de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) passará a cobrar o consumo de energia por meio de dois tipos de tarifas. Além da convencional, usada atualmente, entra em cena a chamada "Tarifa Branca". O consumidor poderá escolher qual delas prefere. Com a tarifa branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar



valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Para quem aderir, a tarifa será uma faca de dois gumes: conseguirá economizar se diminuir o consumo no horário de pico, mas pagará mais caro se não o fizer.

"A gente vê essa tarifa como uma oportunidade e ameaça. Os benefícios dependem exclusivamente do perfil da família, se há flexibilidade de consumo em outros horários", diz Rafael Bomfim, representante da associação dos consumidores Proteste. A tarifa branca chega para tirar a sobrecarga das distribuidoras em alguns horários e extrema ociosidade em outros. Busca um equilíbrio. "É uma estratégia para reduzir o consumo e reduzir o risco, por exemplo, de termos um apagão, igual ao ocorrido em 2001", diz Bomfim. Do ponto de vista do consumidor, porém, como saber quando é vantajoso aderir à nova tarifa? Quais direitos ele terá na mudança do sistema de cobrança? Tire suas dúvidas abaixo:

O que é a tarifa branca?

É um método alternativo de cobrança para a conta de luz. Ao contrário do modelo convencional, que cobra o mesmo valor por kw/h independentemente da hora do dia em que ele é consumido, a tarifa branca é mais barata fora do horário de pico e mais cara durante esse período. O novo



tipo de tarifação foi aprovado em setembro de 2016 pela Aneel. Segundo a agência reguladora, a conta de luz poderá ficar de 10% a 20% mais barata para o consumidor. A tarifa branca passa a valer a partir de janeiro de 2018.

Quem poderá aderir?

A tarifa branca será oferecida aos consumidores ou empresas que estiverem localizados em áreas atendidas em baixa tensão (127V, 220V, 380V ou 440V). Essas áreas são denominadas de "grupo B", que tem tarifa aplicada apenas ao consumo [no grupo "A", de alta tensão e composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2,3 kilovolts (kV), a cobrança é feita em cima do consumo da demanda variável].

A indicação de qual grupo sua casa ou estabelecimento pertence vem definido na própria conta de luz. O grupo "B" está subdividido em quatro subgrupos: o B1 (residências), B2 (consumidor rural), o B3 (estabelecimentos comerciais e industriais de pequeno porte) e o B4 (iluminação pública). A tarifa branca não se aplica aos consumidores residenciais classificados como de baixa renda, beneficiários de descontos previstos em lei, à iluminação pública e a unidades consumidoras que façam uso do sistema de pré-pagamento.

A data de adesão varia de acordo com o consumo. Quem tem um consumo acima de 500 kWh poderá aderir à tarifa branca a partir de 1º de janeiro de 2018; entre 250 kWh e 500 kWh, a partir de 1º de janeiro de 2019 e abaixo de 250 kWh, somente no dia 1º de janeiro de 2020. Segundo a Aneel, o consumo médio nas residências brasileiras (B1) é de 160 Kwh.

Como funcionará a cobrança da tarifa branca?

Para calcular a tarifa branca, a Aneel dividirá os dias úteis em três períodos distintos: ponta (as três horas de maior consumo de energia de cada distribuidora – geralmente, as primeiras horas da noite), intermediário (uma hora anterior e posterior ao horário de ponta) e fora de ponta (todos os outros horários). Na ponta e no intermediário, os valores cobrados serão mais caros. Fora da ponta (ou, seja, longe do pico), mais baratos. Confira um exemplo abaixo:

Cada distribuidora define qual é o horário de ponta, intermediário e fora de ponta ao qual estão sujeitos os consumidores e quanto é cobrado em cada um deles. Ou seja, determinar qual será



o horário onde você pagará mais caro (ponta e intermediário) e mais barato (fora de ponto) dependerá da sua região e da distribuidora de energia que nela atua.

Em feriados nacionais e nos fins de semana, a tarifa cobrada será sempre a fora de ponto. Ou seja, a mais barata.

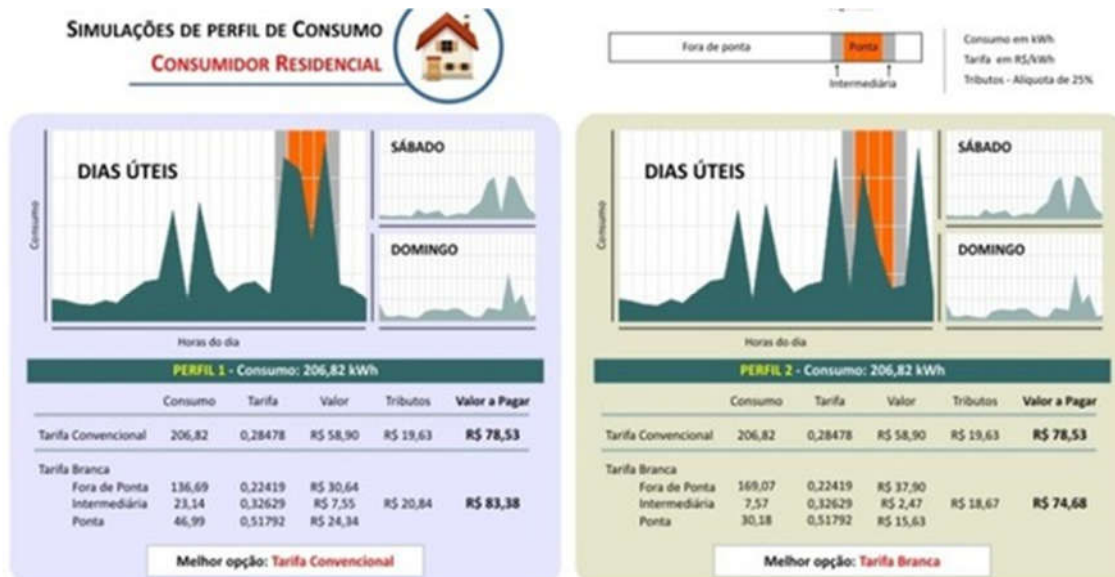
Como saber se é vantajoso aderir à tarifa branca?

A adesão à tarifa branca privilegiará o consumidor que tem flexibilidade para consumir mais energia durante o dia e reduzir o consumo à noite. Quando não houver a possibilidade de concentrar grande parte do consumo diário fora do horário de pico [de ponta], o novo modelo de cobrança não será vantajoso. "Para as casas em que todo mundo trabalha, chega em casa no início da noite, assiste à TV, liga o ar condicionado e toma banho, a tarifa branca não vale a pena", diz Bomfim. Se uma residência com esse perfil escolher a tarifa branca, a conta de luz poderá até sofrer aumento.

A Aneel lembra que, para os consumidores residenciais, os aparelhos elétricos que mais contribuem para o consumo de energia no período de pico [horário de ponta] são o chuveiro elétrico, o ar condicionado e os aquecedores. "A possibilidade de utilizá-los nos períodos fora do horário de pico será fundamental para definir se a adesão à tarifa branca pode ser vantajosa para o consumidor", alerta a agência.

Quais cuidados é preciso ter antes de aderir à nova tarifa?

A Proteste recomenda quatro cuidados principais antes e depois da adesão. O primeiro é entender como a tarifa realmente funciona. O segundo é estudar se é possível flexibilizar o consumo de energia, reduzindo-o no horário de pico [ponta]. Em terceiro, tomar cuidado com eventuais custos que a distribuidora possa cobrar para realizar a mudança. Por fim, buscar ferramentas de comparação entre tarifa branca e convencional, que devem ser lançadas nos próximos meses. Segundo Bomfim, a Proteste promete lançar sua ferramenta até o mês de dezembro.



(FOTO: ANEEL)

Como aderir à tarifa branca?

Uma vez solicitada a mudança, a distribuidora deverá realizá-la em até 30 dias. Procurada, a Aneel não informou ainda o passo a passo.

O consumidor paga alguma taxa para aderir à tarifa branca?

Não. A adesão à tarifa branca exigirá uma mudança no medidor de energia da residência, já que será preciso registrar o consumo de forma diferente, por horário, para saber quanto foi gasto nos períodos de pico. O custo relativo ao novo medidor e à sua instalação serão de responsabilidade da distribuidora. Porém, o consumidor precisará arcar com eventuais custos se for necessário fazer alterações no sistema, como alterar o padrão de entrada do relógio – o que pode exigir reformas na casa ou prédio.

E se o consumidor se arrepender de aderir à tarifa branca?

O consumidor pode retornar à tarifa convencional a qualquer momento. A distribuidora terá 30 dias para fazer a mudança no método de cobrança. Mas atenção: após o retorno à tarifa convencional, uma nova adesão à tarifa branca só será possível após 180 dias.



O que deve aparecer na fatura a partir de janeiro?

A conta de luz de quem aderir à tarifa branca deverá mostrar o consumo da residência em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário). Procurada, a Aneel não informou se quem permanecer na tarifa convencional também poderá ver quanto consumiu em cada período. Por esse motivo, a Proteste recomenda que se faça uma comparação com as contas anteriores à adesão da nova tarifa – e conferir se, para uma média parecida de consumo, o preço cobrado está maior ou menor.

A tarifa branca tem algo a ver com as bandeiras amarela, verde e vermelha da Aneel?

Não. As bandeiras são indicativos para ver se o preço da energia custará mais ou menos para o consumidor, em função das condições das distribuidoras. Elas podem ser de três cores: verde, vermelha ou amarela. A Aneel determina mensalmente a cor da bandeira, que indica o valor do kWh cobrado pela distribuidora. As bandeiras amarela e vermelha costumam ser utilizadas em períodos de níveis de chuva mais baixos, obrigando a ativação de usinas termelétricas, que tem o valor da energia mais cara. Já a bandeira verde entra em vigência quando há períodos de chuva prolongados, em que os reservatórios das usinas hidrelétricas ficam cheios e não há necessidade de acionar as termelétricas. Quando a bandeira de energia elétrica está verde, não há custo extra (com outras usinas) e o consumidor não precisa pagar tarifa adicional em sua conta. Já com a bandeira amarela, a tarifa sobe R\$ 0,020 para cada kWh consumido. Na bandeira vermelha, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido, no patamar 1, e no patamar 2 acréscimos de R\$ 0,035 para kWh consumido. A partir da bandeira estabelecida naquele momento, entrará em vigência o modelo de tarifa escolhido pelo consumidor: a tarifa branca ou convencional.

STF derruba liminar e abre caminho para MP sobre risco hidrológico

O ministro Dias Toffoli, do Supremo Tribunal Federal (STF), derrubou na tarde da sexta-feira, 15/12, um dos principais obstáculos para o envio ao Congresso Nacional de medida provisória sobre o risco hidrológico e do projeto de lei de privatização da Eletrobras.



Uma liminar obtida pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (Abragel) protegia usinas hidrelétricas dos custos bilionários que precisavam assumir por causa da escassez de chuvas e produção de eletricidade abaixo do contratado por seus clientes.

Nesta semana, representantes do Ministério de Minas e Energia estiveram no STF para fazer suas alegações. Toffoli, vice-presidente do Supremo e relator do caso, não cassou a liminar. Mas devolveu ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) — que ele considera a instância para tratar do tema — o processo da Abragel. No STJ, a liminar havia sido suspensa.

Com isso, segundo autoridades do setor elétrico, abre-se caminho para a publicação da MP que busca dar uma solução definitiva ao assunto. A medida provisória deve permitir uma extensão das concessões em até 15 anos para repor essas perdas.

Na ação, as usinas pedem para ser responsabilizadas por, no máximo, 5% do déficit na relação entre geração e entrega de energia. Esse cálculo é conhecido no setor elétrico como GSF (Generation Scaling Factor, na sigla em inglês). Hoje, esse indicador está negativo mais de 20%. Ou seja, no caso de uma usina com 100 megawatts (MW) médios de suprimento, menos de 80 MW vinham sendo efetivamente entregues.

Fontes do governo também afirmam que a decisão de Toffoli facilita o envio do PL que autorizaria a privatização da Eletrobras. Ele já teve assinaturas colhidas dos ministros envolvidos e está na Casa Civil, dependendo de assinatura do presidente Michel Temer.



Fonte: [Valor Econômico](#)



2018: mais um ano de complexidade e desafio na operação



Reservatórios baixos, forte expansão de fontes intermitentes, bandeira vermelha e Nordeste em dificuldade. Assim como nos últimos anos, a operação do sistema em 2018 não deverá ser fácil. Tudo indica que esses elementos poderão se repetir no ano que vem, bastando apenas definir qual será a intensidade. Embora menos severo que 2014 e 2015, o ano de 2017 termina com a hidrologia abaixo da média, o que lhe conferiu a classificação de complexo e desafiador.

Mesmo com o risco de desabastecimento afastado nas últimas reuniões do Conselho de Monitoramento do Setor Elétrico, 2018 reserva emoções que podem deixá-lo mais tenso do que foi esse ano. De acordo com Patrícia Madeira, diretora do Climatempo, a previsão em fevereiro é que as chuvas fiquem abaixo da média nos principais reservatórios do Sudeste, o que pode interferir na hidrologia. Segundo ela, o mês é considerado importante para a tranquilidade do resto do ano. Em março volta a chover, mas a deficiência de fevereiro não será repostada. “A gente sai com a caixa d’água menos cheia do que poderia, se fosse um ano normal. Para reverter essa deficiência, precisaria de chuva muito acima da média e isso não vai acontecer no ano que vem”, avisa.



Patrícia Madeira, do Climatempo: vamos sair do período úmido com a caixa d’água menos cheia



Segundo a diretora do Climatedo, o período úmido na região Norte deve ser melhor que o desse ano. Um reservatório que terá uma boa recuperação será o da UHE Serra da Mesa. Ainda assim, por ser muito grande, ele talvez não consiga voltar ao seu volume normal. O setor elétrico, ao lado do abastecimento de água e da agricultura vem sendo os mais afetados pelo desequilíbrio climático dos últimos anos.

O discurso da complexidade da operação adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico continua para 2018 e os próximos anos. Fatores como o aumento das fontes eólica, solar e da geração distribuída levam a esse cenário. O antídoto é o aprimoramento constante das ferramentas de previsão e a qualificação de pessoal. Essa complexidade fez com que o ONS buscasse compartilhar com países que já passaram por isso, a experiência para enfrentar essa fase. “Realizamos ao final do primeiro semestre um seminário de prospecção tecnológica, em que trouxemos gente de operadores internacionais para contarem a caminhada em um sistema de maior complexidade”, revela Luiz Eduardo Barata, diretor-geral do ONS.



Luiz Eduardo Barata, do ONS: transparência nos dados da operação

Barata lembra que a busca em 2017 foi para que se operasse o sistema conforme a ordem de mérito, evitando quando fosse possível a geração fora da ordem. Essa medida trouxe previsibilidade para os agentes e fez com que eles conseguissem montar as suas estratégias de operação tendo a clareza dos custos. Outra medida adotada foi a transparência total nos dados da operação. Além da transmissão via internet da reunião do Programa Mensal da Operação, o site do ONS foi reformulado em agosto. Segundo Barata, agora é possível que a sociedade saiba como está a operação do sistema, quais são os níveis de geração de cada fonte e dos subsistemas. “Esse é um dos pontos altos, operar o sistema com transparência”, avisa o diretor.

João Mello, diretor da Thymos Energia, gostaria que no período de chuvas, as termelétricas fossem mantidas acionadas, para que os reservatórios fossem recuperados. Ele não acredita que isso vá acontecer, o que deve fazer com que no ano que vem se repita cenário similar ao



desse ano, trazendo preocupação ao fim do período úmido. “Teria mais chance se tivesse geração térmica para preservar a água. Tem um risco de entrar em abril do ano que vem com um reservatório não tão alto, isso é muito ruim”, relata.

Ele acredita que as mudanças propostas pela Agência Nacional de Energia Elétrica para aplicação das bandeiras tarifárias farão com que a vermelha predomine durante 2018. O critério está sendo alterado para incluir perspectivas de armazenamento dos reservatórios, item que não era considerado. “Esse novo método da Aneel, se o reservatório continuar baixo, é bandeira vermelha 1 ou 2 o ano todo”, avisa. Em dezembro, foi fixada a bandeira vermelha com patamar 1, após dois meses no patamar 2. Já Barata, do ONS, acredita em bandeira amarela no verão mas concorda que a nova metodologia será mais severa.

Com o título de região mais castigada pela crise hídrica, o Nordeste brasileiro deve se preparar para mais um ano de dificuldade na operação. A bacia do rio São Francisco, que agrega uma série de usinas hidrelétricas, há 20 anos vê os níveis caírem, agravando-se desde 2013. O reservatório de Sobradinho, que atualmente está operando com volumes inferiores a 10%, tinha vazão de 1.300 m³/s em 2013. Hoje ela está em 550 m³/s. O calvário do rio deve continuar em 2018, uma vez que não há esperança de chuvas abundantes por lá no período. Apesar do viés de La Niña, o fenômeno climático não deverá se caracterizar em Sobradinho, segundo Patrícia Madeira, do Climatempo. “A gente vai passar por um verão com viés negativo, de La Niña, mas não é La Niña. Para que Sobradinho tenha alguma recuperação significativa, teria que chover muito acima da média, o que não vai acontecer”, avisa.

De acordo com João Henrique de Araujo Franklin Neto, diretor de operação da Chesf, apesar do alto grau de incerteza, simulações apontam para um fim de período úmido em que o reservatório da UHE Sobradinho terminaria com volume de 35%. Esse volume, longe do ideal, ainda assim traria certa tranquilidade para o sistema. A operação na bacia do Velho Chico tem ainda o componente de que a água do rio também é usada para abastecimento e usos múltiplos.

Com poucas chuvas e usinas em baixa, a Chesf tem atuado mais para a segurança hídrica do que para o atendimento energético. Das seis turbinas de Sobradinho, duas operam, enquanto na UHE Xingó, que tem também seis, só uma está em operação. “Na hora que tem nível mais baixo e redução da saída, isso impacta em todas as demais usinas que ficam depois de Sobradinho”, explica Franklin Neto.



Sala de Operação do ONS, no Rio de Janeiro: cenário desafiador para operação com hidrologia ruim e grande volume de energia intermitente

A garantia do suprimento energético da região deverá continuar com forte participação das eólicas em 2018. A fonte mais negociada nos leilões e que tem a maioria dos parques no Nordeste vem obtendo uma performance invejável, com os parques atingindo altos fatores de capacidade. Ano que vem, a expectativa é que os ventos do Nordeste continuem com o bom desempenho apresentado até aqui na maior parte do tempo.

Dados da Associação Brasileira de Energia Eólica mostram que a fonte já tem 12,5 GW de capacidade, com participação de 8% na matriz elétrica. Até setembro deste ano, a fonte eólica foi responsável por 7,02 GW med de uma geração total de 62,37 GW med. Ano que vem a capacidade deve chegar a 14,8 GW e em 2020 chega a 17,3 GW. O Nordeste tem mais de 300 parques eólicos.

E a tendência é que os reforços na geração continuem na área de renováveis. Sem UHEs de porte no radar dos próximos certames, eles devem contratar na maioria eólicas, seguidas em segundo plano pelas outras renováveis, como solar, biomassa e PCH. Mello, da Thymos, sugere



que para além de 2018 a região Nordeste pense em energia de termelétrica para substituir a energia que vem sendo subtraída pela seca no São Francisco.

A previsão do ONS é que o Sudeste chegue ao fim do próximo período úmido com volume de 40%. A região terminou novembro de 2017 com a segunda pior marca da série histórica, de 18,7%, perdendo apenas para novembro de 2014, que ficou em 15,8%. Sem risco de abastecimento ao sistema no ano que vem, a estimativa é que os despacho térmico fique em torno de 8.000 MW ao mês, bem longe da capacidade total do parque térmico brasileiro.



Reservatório da UHE Sobradinho da Chesf: níveis cada vez mais baixos

Quem chega ano que vem para dar um alívio para o sistema é a energia da usina de Belo Monte, que além de ao longo do ano ter mais turbinas para operar, no verão deve ter geração de 4.000 MW, liberando energia da UHE Tucuruí, indo do Norte para o Nordeste. As usinas do Madeira também têm forte previsão de geração no período úmido. A entrada em operação do linhão de Belo Monte também vai reforçar a transmissão, colaborando com o abastecimento do sistema no período úmido. O novo bipolo tem mais de dois mil quilômetros e tecnologia em HVDC. “Nossa expectativa é que a gente comece o ano recompondo o reservatório da região Sudeste de modo que se termine o período em condições melhores que em 2017”, avisa Barata.



O diretor do ONS vê uma expansão das linhas de transmissão mais tranquila nos próximos anos, sem os grandes atrasos que assolaram o setor nos últimos anos e atrapalharam a entrada em operação de muitas usinas. As mudanças nos leilões de LTs que foram feitas nos últimos dois anos melhoraram muito as condições em termos financeiros, de prazos e na gestão do componente aspecto ambiental. “A transmissão está dando a volta por cima, vai dar tranquilidade”, comenta.



João Franklin, da Chesf: empresa vai redobrar atenção com transmissão por queimadas

Na transmissão de energia também está uma das preocupações da Chesf para 2018. Como o atendimento na região também vem sendo feito através de transferências de energias de outras regiões, o fluxo na transmissão vem sendo intenso. Somado a isso, a seca levanta a chance de ocorrências de queimadas, o que poderia causar desligamentos inesperados. “O monitoramento por causa das linhas é uma preocupação, por causa dos incêndios”, conta João Franklin Neto.

A operação do sistema também deve contar em 2018 com mais megawatts solares. A fonte, que em 2017 completou cerca de 1 GW em operação, deve pôr em operação mais parques no próximo ano. Apesar de ser uma fonte intermitente com um volume ainda não tão grande no sistema, a energia dos parques solares vem obtendo uma performance operativa dentro da esperada. Ela atinge o ápice rapidamente pela manhã e vai bem durante o dia, saindo de cena quando o sol se põe. “Estamos satisfeitos com o comportamento. Ela está ajudando o operador, diminui a incerteza para nós”, explica Barata.

Terminando 2017 com um despacho próximo a 55% da capacidade do complexo de Parnaíba e da usina de Itaqui, a Eneva acredita no mesmo retrato para o ano que vem. Para Lino Cançado, diretor de Exploração e Produção da empresa, no Norte haverá um despacho sazonalizado com o aproveitamento máximo da geração hidrelétrica de fevereiro a maio e uma forte geração térmica na época seca, para deixar o sistema mais confiável e regularizar os reservatórios.



Lino Cançado, da Eneva: expectativa de despacho elevado no Nordeste

Já no Nordeste, onde ela tem a UTE Pecém II, o executivo acredita em um despacho mais elevado e constante, pela má situação hidrológica do subsistema. “Com o atual nível de reservas da companhia, que permitem a operação do complexo do Parnaíba durante anos, mais a entrada em operação de dois novos campos de gás no Maranhão, estamos confinantes em um futuro de oferta de energia segura para o país e de retornos para a Eneva”, promete Cançado.

Um tema que teoricamente estaria ligado ao aspecto comercial, mas que devido a sua gravidade acaba impactando na operação é o do GSF. Com o mercado judicializado e paralisado, se não for dada uma solução, em 2018 ele vai se agravar. Grande parte das térmicas dependem da liquidação de curto prazo e, de acordo com o diretor do ONS, há o risco de não haver o despacho por conta dessa paralisação do mercado. “Esse é um tema que passou 2017, se tornou complexo e afetou o funcionamento do sistema brasileiro”, alerta Barata, que já alertou o MME sobre a gravidade do caso. O governo promete para ainda este ano o envio de Medida Provisória ao Congresso Nacional com uma solução para o tema.

Estudo da Comerc Energia sinaliza para um aumento de 12% nas tarifas de energia em 2018. O GSF é o principal motivo para o aumento, junto com o aumento dos custos da geração. O estudo diz que o aumento pode ainda ser maior, dependendo do volume de chuvas de 2018. O ritmo econômico também pode influenciar nos custos com a geração, assim como a descotização das usinas hidrelétricas.

Fonte: Canal Energia

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

