Informativo Enermerco

1906

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

Consumo (SIN)

61.976 Mw médios

Maio 2019

Descolamento CMO

R$ 0 MM

Maio 2019

Bandeira Tarifária

AMARELA

Maio 2019

Geração

65.006 Mw médios

Maio 2019

Encargos

R$ 209 Milhões

Maio 2019

Mercado de Energia x Tendência do PLD

O mês de maio de 2019 contou com 5 semanas operativas, marcadas por variações positivas e negativas do PLD entre estas. Ou seja, houve semanas com precipitação acima do previsto pelo ONS e semanas com afluências menos otimistas que o esperado. Outra variação positiva foi observada na geração eólica, que gerou 43% a mais do que o período de abril.
O PLD médio de maio de 2019 se consolidou conforme quadro abaixo:

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Maio 2019	SE/CO 135,17	S 135,17	NE 50,95	N 50,95

Demonstrativo do PLD Médio da 1ª Semana

Mês	Submercado			
Junho 2019	SE/CO 42,35	S 42,35	NE 42,35	N 42,35

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afluências no Sistema Interligado Nacional – SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD médio semanal para a quinta semana de maio (25 a 31 de maio de 2019) diminuiu 6% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ao sair de R$ 136,05/MWh e ir para R$ 128,33/MWh. No Nordeste e no Norte, a redução foi de 47%, saindo de R$ 80,44/MWh e indo para o piso de R$ 42,35.

A principal responsável pela redução do PLD foi a estimativa de afluências mais otimistas, como citado acima, sobretudo as do Sudeste e do Norte, aliada com a redução da carga. E falando em redução da carga, é importante destacar que as expectativas para o crescimento do PIB em 2019 vêm se tornando cada vez mais pessimistas.

Os limites de recebimento de energia do Sudeste pelos submercados Norte e Nordeste foram atingidos em todos os patamares, desacoplando o preço. É esperado que as afluências de maio de 2019 fechem em torno de 95% da MLT para o SIN.

As afluências do Sudeste foram revistas de 95% para 98%, as do Sul de 128% para 125%, as do Nordeste de 52% para 56%, e as do Norte de 82% para 91%. Para a próxima semana, a expectativa é que a carga fique 1250 MWmédios mais baixa, com redução esperada no Sudeste (-895 MWmédios), no Nordeste (-160 MWmédios) e no Norte (-195 MWmédios). No Sul, a expectativa é a mesma da semana anterior. Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 130 MWmédios acima do esperado, com redução no Sul (-60 MWmédios) e no Norte (-60 MWmédios). No Sudeste e Nordeste os níveis estão mais altos: 200 MWmédios e 50 MWmédios a mais, respectivamente.

O fator de ajuste do MRE para o mês de maio permaneceu em 92,6%. O ESS previsto para maio de 2019 é de R$ 209 milhões, sendo R$ 87 milhões referente às restrições operativas e R$ 122 milhões à reserva operativa. Considerando a atual conjuntura, esta previsão de encargos pode variar.

A bandeira de maio, amarela, não apresentou custos adicionais ao consumidor, com custo de R$ 1,00 para cada 100 quilowatts-hora consumido.

Para junho/2019, temos novamente a mesma bandeira verde. As chuvas têm propiciado elevação da produção de energia pelas usinas hidrelétricas e relativa elevação do nível dos reservatórios. No entanto, mesmo com a bandeira verde, é importante manter as ações relacionadas ao uso consciente e combate ao desperdício de energia elétrica.

O sistema de bandeiras tarifárias foi criado para sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. A adoção de cada bandeira, nas cores verde (sem cobrança extra), amarela e vermelha (patamar 1 e 2), está relacionada aos custos da geração de energia elétrica.

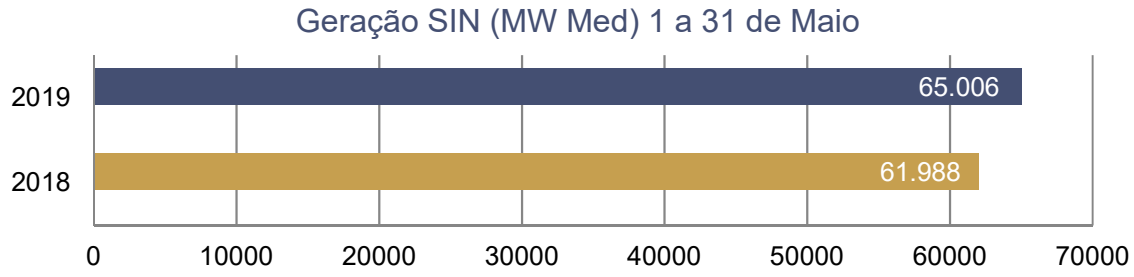
Pierro Campestrini – Diretor da Enermerco

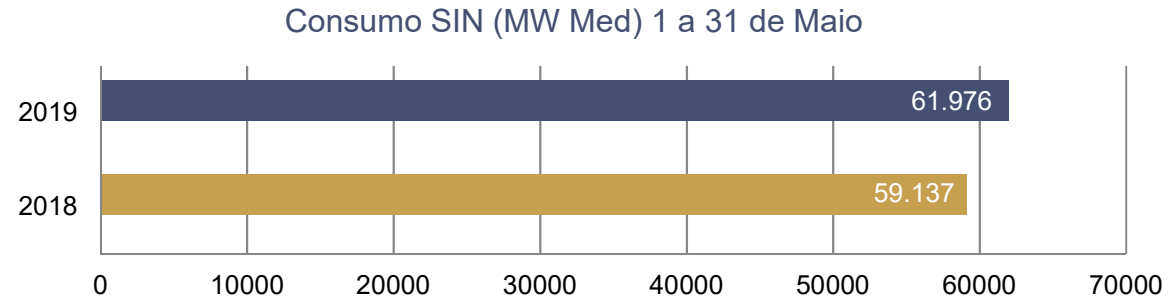
Geração e Consumo considerável aumento

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

A geração e o consumo registraram crescimento de 4,9% e 4,8% respectivamente. O crescimento expressivo está relacionado a greve dos caminhoneiros de 2018, ocorrida entre a partir da 4ª semana de maio

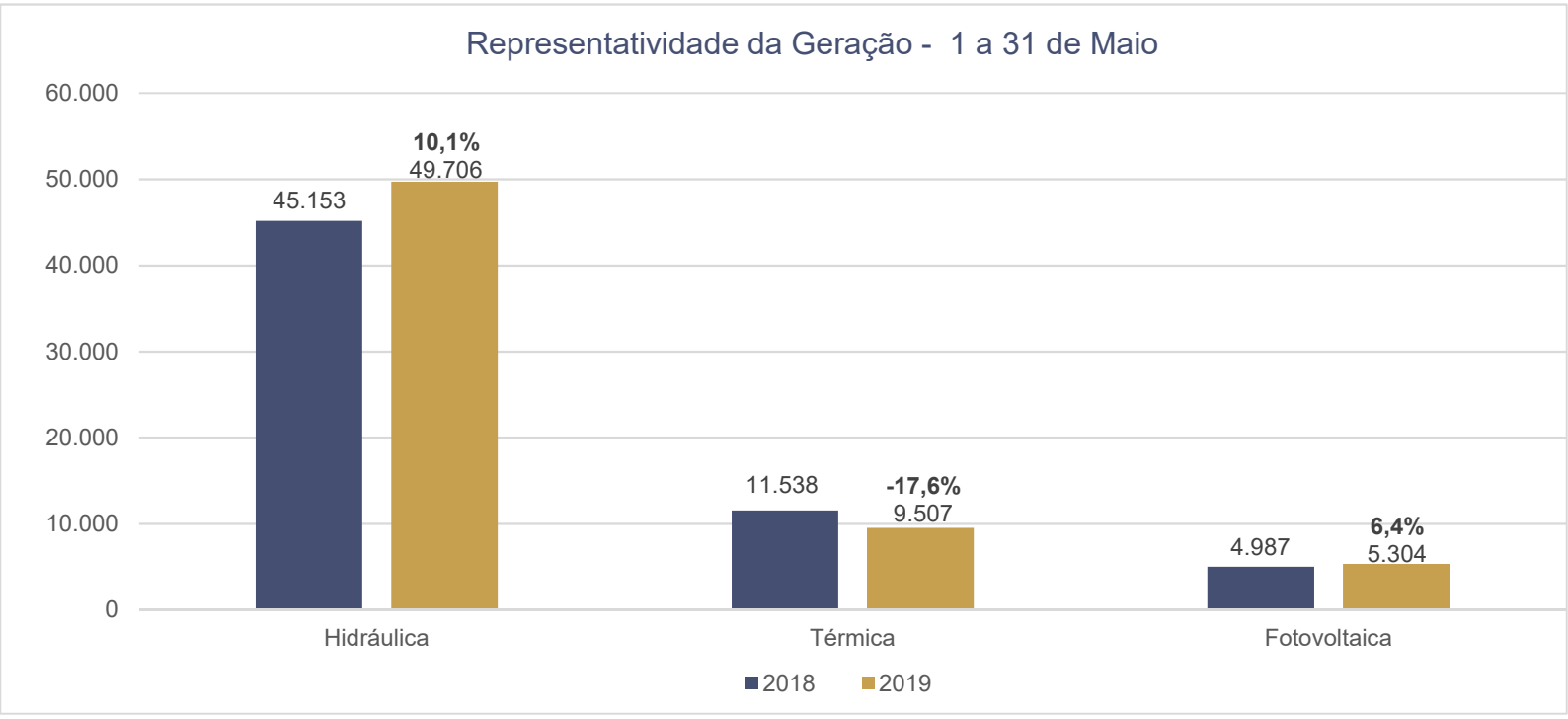




Geração por Fonte de Energia

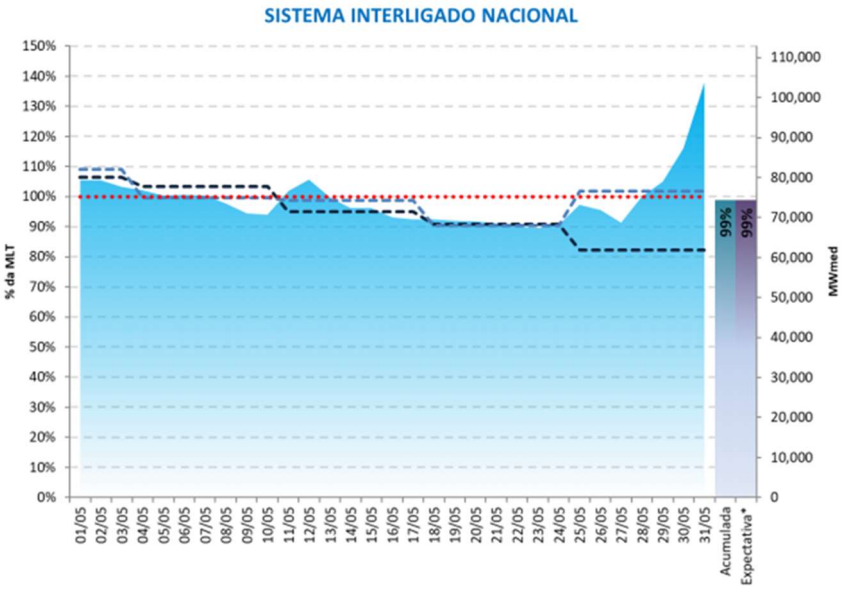
As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional.

As térmicas apresentaram redução de 17,6%, causado principalmente devido às usinas nucleares (-48,3%) e termelétricas gás (-28,1%). As demais fontes: hidráulica, eólica e fotovoltaica apresentaram aumento de 10,1%, 6,4% e 57,5%, respectivamente.



ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

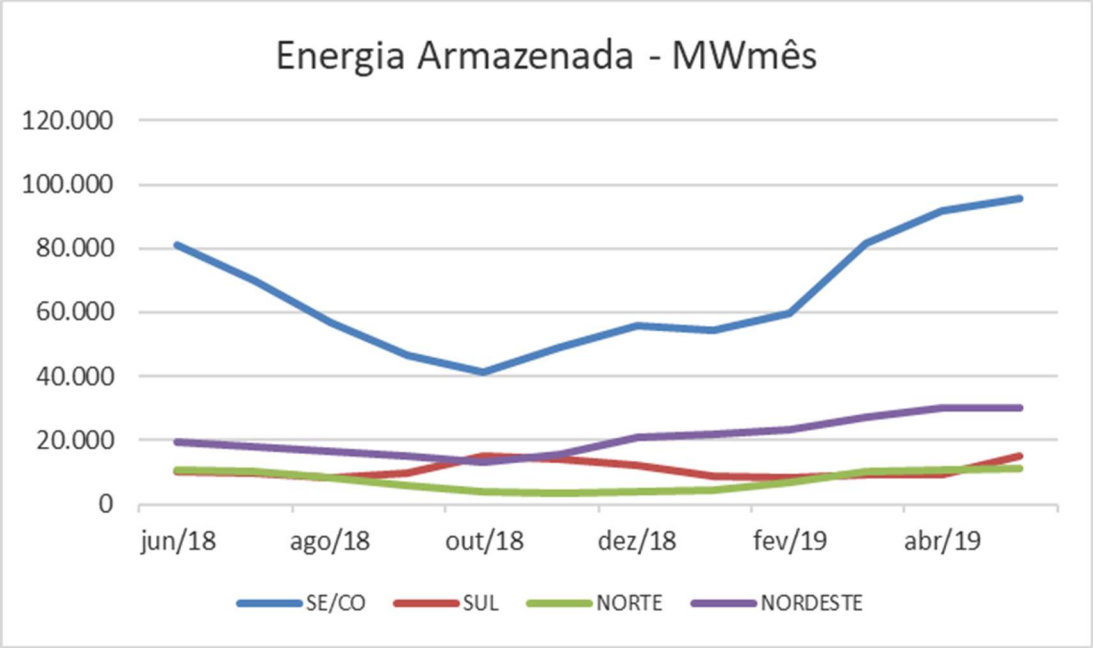
No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA Maio/2019 acumulada e da expectativa, estão abaixo da Média de Longo Termo, que consiste na média aritmética das vazões naturais verificadas durante uma série histórica. Trata-se de mais um parâmetro de operação do 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 GW/h, no período de maio de 2018 à abril de 2019, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.

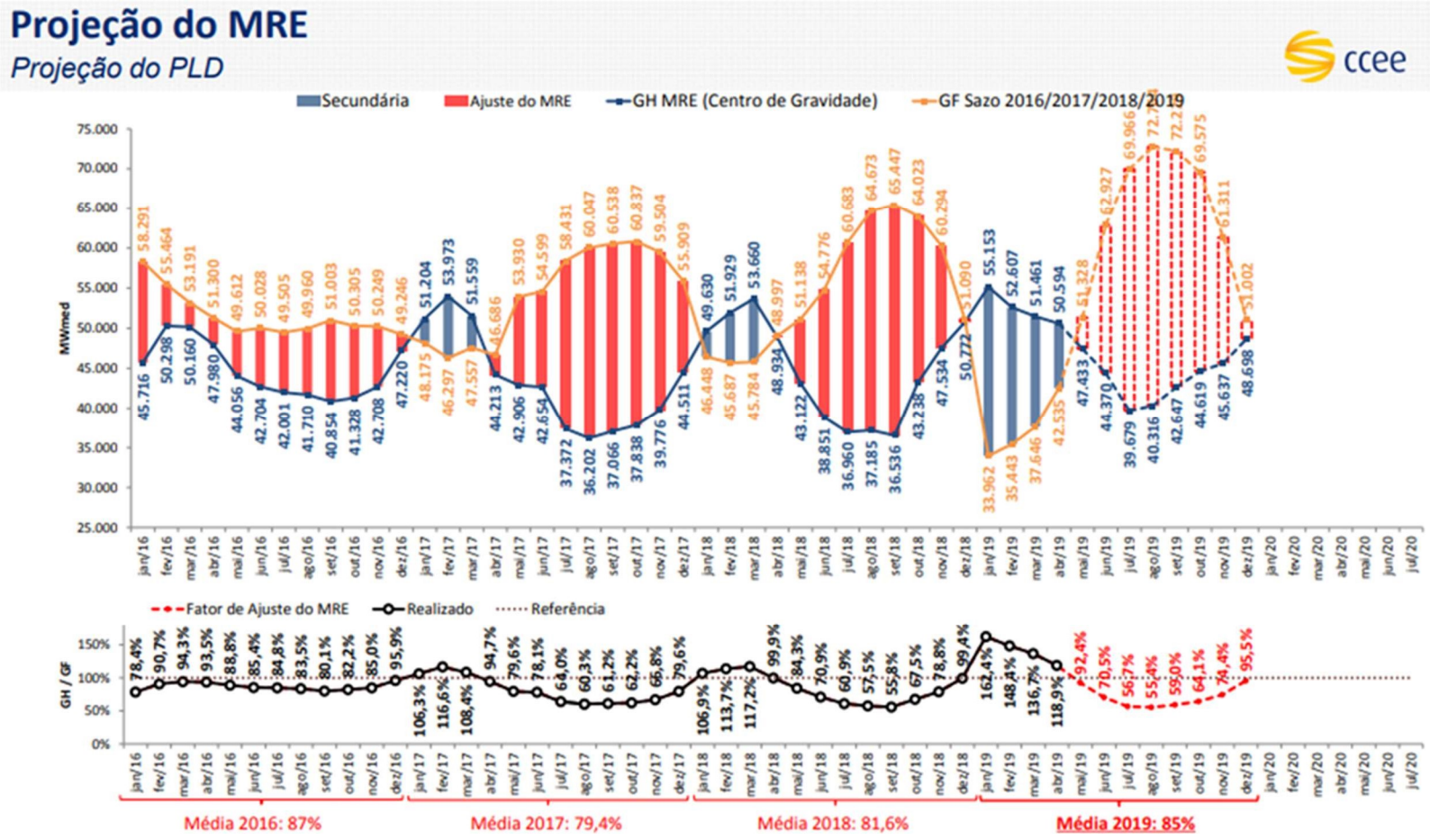
Na sequência o gráfico de Energia Armazenada com valores em GW/h, no período de junho de 2016 à maio de 2017, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.



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.

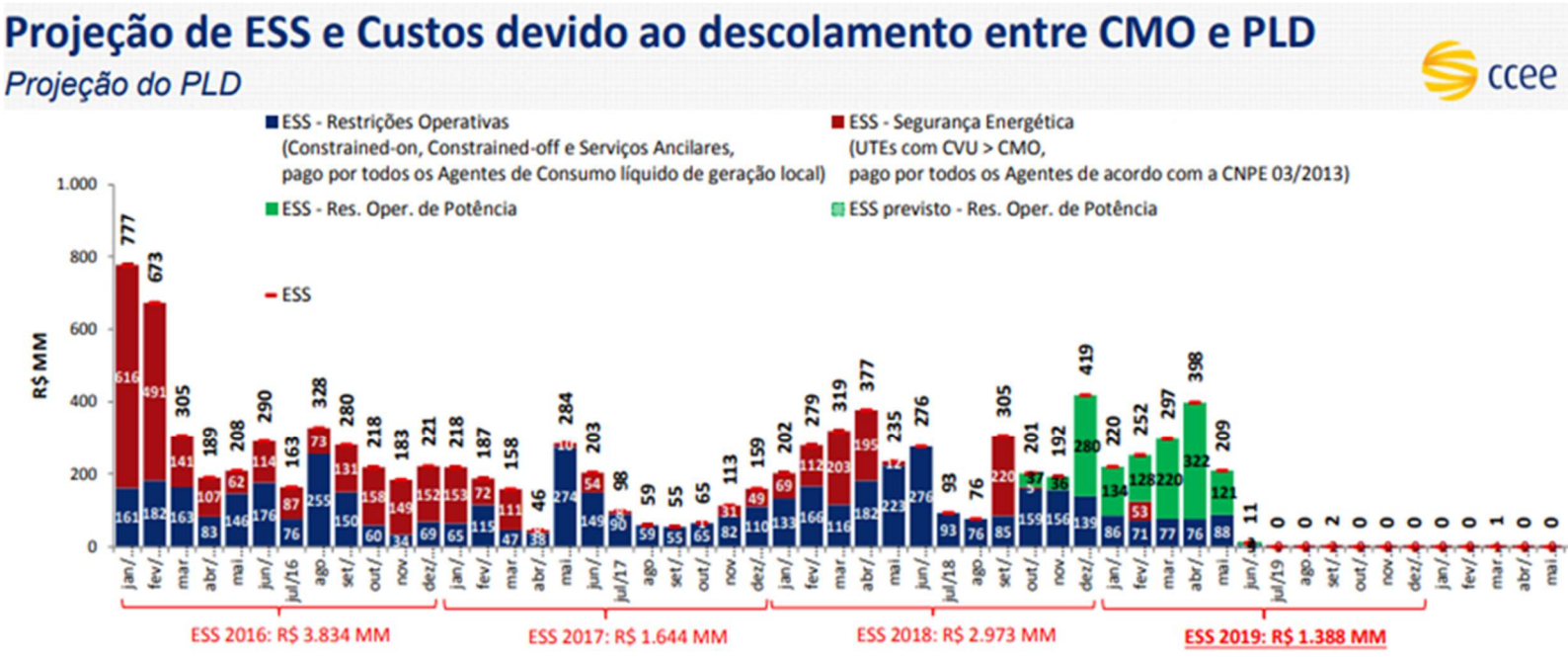
Para junho, conforme a CCEE, temos a estimativa de 70,5% do fator de ajuste do MRE, com Geração Hidráulica prevista de 44.370 MW. Em maio, atingiu-se uma geração, de 92,4% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2019.



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 maio/2019, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R$ 209 milhões.



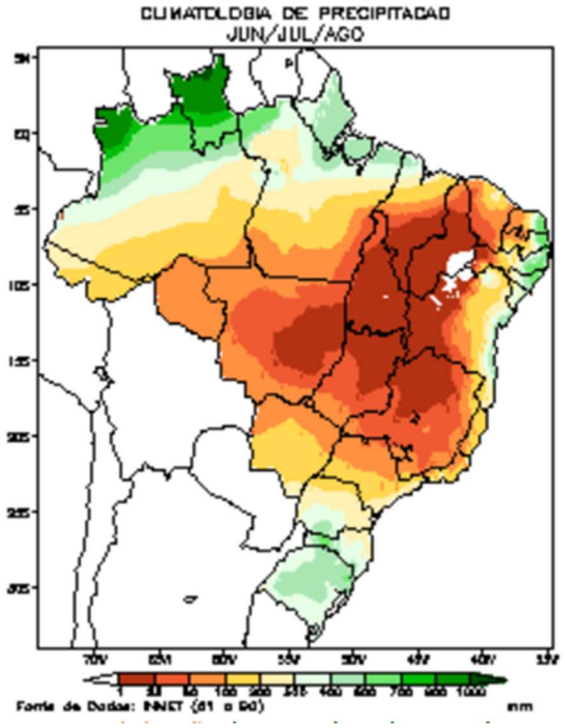
Previsão Climatológica Trimestral

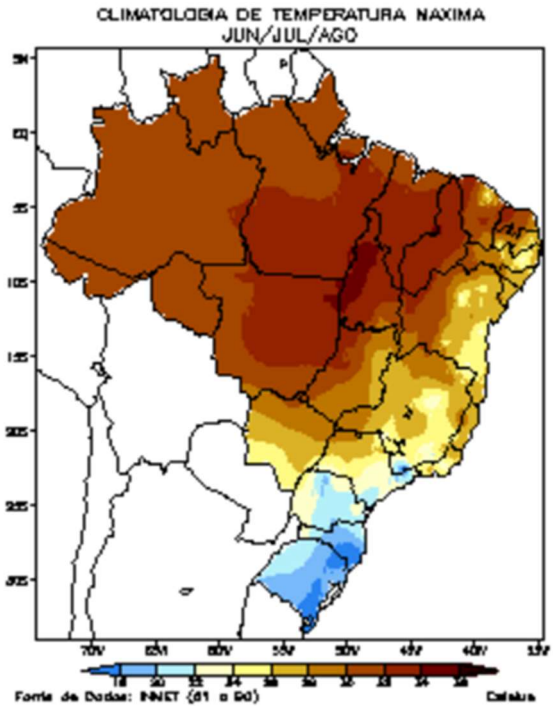
Maio apresentou ocorrência de chuvas abaixo da média histórica na maior parte do Brasil. Dentre os principais mecanismos responsáveis pela redução das precipitações, destacaram-se o escoamento anticiclônico anômalo em baixos níveis da atmosfera, que se estendeu sobre o interior do País, e a passagem de um pulso de variabilidade intrassazonal.

As atuais condições oceânicas e atmosféricas globais mostram uma situação de neutralidade em relação ao fenômeno El Niño-Oscilação Sul (ENOS), ou seja, ausência dos fenômenos El Niño ou La Niña. Na região do Atlântico Tropical Norte, destacou-se o aumento da área com anomalias negativas de TSM, em particular nas proximidades da costa oeste da África, o que favoreceu a atuação da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) ao sul de sua posição climatológica em maio passado. Isso explicaria, em parte, as chuvas acima da média histórica entre o Amapá e o extremo norte do Maranhão.

No próximo trimestre, os maiores totais de chuva ainda ocorrem sobre o extremo norte do Amazonas e norte de Roraima, associados principalmente à atuação da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e à formação de Linhas de Instabilidade (LI's). No leste do Nordeste, os totais acumulados de precipitação declinam para valores em torno de 500 mm entre o litoral do Rio Grande do Norte e Alagoas. As chuvas continuam escassas no semi-árido nordestino, com expansão das áreas de estiagem para o Tocantins, norte de Goiás e leste do Mato Grosso, onde

a precipitação acumulada no trimestre costuma ser inferior a 25 mm. Na Região Sul, os totais de chuva variam entre 400 mm, no Rio Grande do Sul, e 100 mm, no norte do Paraná. A entrada de massas de ar frio aumenta durante este trimestre, mantendo-se a ocorrência de declínios significativos de temperatura e episódios de geadas, principalmente nas regiões serranas, onde as temperaturas mínimas são inferiores a 6ºC. A temperatura máxima aumenta no norte do Brasil, enquanto que, na Região Sul e áreas serranas do Sudeste, predominam valores médios inferiores a 22ºC.





Aneel reajusta valor das bandeiras tarifárias; maior alta é de 50% na bandeira amarela

Bandeiras tarifárias são cobradas na conta de luz e sinalizam o aumento do custo da energia gerada. Custo da bandeira amarela passou de R$ 1 para R$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou no final de maio, um reajuste nos valores da bandeira tarifária amarela e da bandeira vermelha, nos patamares 1 e 2.

O maior reajuste ocorreu na bandeira amarela, que passou de R$ 1 a R$ 1,50 para cada 100 quilowatts-hora (kWh) – uma alta de 50%. O patamar da bandeira vermelha 1 passou de R$ 3 para R$ 4 a cada 100 kWh, alta de 33,3%, e o patamar 2 da bandeira vermelha passou de R$ 5 para R$ 6 por 100 kWh consumidos, alta de 20%.

Novos valores (por 100 kWh):

O reajuste servirá para adequar o valor do custo extra a ser cobrado dos consumidores em períodos em que a produção de energia ficar mais cara. O objetivo é que a arrecadação com as bandeiras fique o mais próximo possível do valor extra gasto com a geração de energia.

Segundo o diretor-geral da Aneel, André Pepitone, o reajuste evitará que a conta da bandeira tarifária fique deficitária em 2019. Em 2017, a conta da bandeira fechou com um déficit de R$ 4,4 bilhões e em 2018 o déficit foi de cerca de R$ 500 milhões. Esses déficits foram incluídos nos reajustes tarifários.

“A revisão é necessária para que não haja um déficit ainda maior em 2019, que terá que ser pago nas tarifas de energia em 2020”, afirmou. Segundo ele, os novos valores são mais adequados ao real custo de geração deste ano.

Sistema de bandeiras

Em vigor desde 2015, o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza o custo da energia gerada, possibilitando aos consumidores reduzir o consumo quando a energia está mais cara. De acordo com o funcionamento das bandeiras tarifárias, as cores verde, amarela ou vermelha (nos patamares 1 e 2) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração.

A bandeira verde significa que o custo está baixo e é coberto pela tarifa regular das distribuidoras, então não há cobrança extra na conta de luz. O acionamento das bandeiras amarela e vermelha

representam um aumento do custo de produção de energia e, por isso, há cobrança na conta de luz. O aumento do custo de geração está ligado principalmente ao volume de chuvas e ao nível dos reservatórios.

O acionamento da bandeira implica em uma cobrança extra na conta de luz, valor que é usado para pagar pela geração de energia mais cara.

Antes do sistema de bandeiras, o custo da geração de energia mais cara já era cobrado do consumidor, mas com um ano de atraso. O sistema permitiu a cobrança mensal do valor e a possibilidade de avisar os consumidores que o custo da energia está mais caro, permitindo que eles reduzam o consumo.

Impacto da energia de reserva no MRE pode ser reduzido, aponta CCEE

Brasil já contratou 4.000 MW médios de energia de reserva; com Angra 3, esse volume subirá para 5.500 mil MW médios

Um dos grandes problemas no setor elétrico atende pela sigla MRE. Criado como um mecanismo contábil para reduzir o risco dos geradores hidrelétricos, o Mecanismo de Realocação de Energia passou a suportar diversos custos do setor alheios ao negócio das hidrelétricas. Neste momento, a cúpula do governo busca meios para expurgar alguns desses custos, entre eles o da energia de reserva.

“Depois de muita discussão com a Aneel e o Ministério de Minas e Energia, chegou-se a conclusão de que realmente a energia de reserva desloca ao MRE”, disse Rui Altieri, presidente do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, onde recebeu aplausos da plateia pela declaração durante a 3º Conferência Nacional de PCHs e CGHs, em Curitiba.

Pelos cálculos da CCEE, a energia de reserva é responsável entre 4% e 5% do deslocamento do MRE. A ideia em gestação seria transformar a energia de reserva em lastro. “Nós da CCEE temos uma proposta para resolver essa questão, não pode ser resolvido de imediato, tem que ser resolvida em etapas”, disse o executivo.

A energia de reserva foi uma forma que o governo encontrou para fazer frente à frustração de produção das hidrelétricas. Foi desenhado para contratar fontes com energia firme, capaz de despachar em momentos de necessidades. No entanto, em determinado momento começou

usar os leilões de reserva para incentivar as fontes renováveis, principalmente eólica e solar. Como não se controla o vento nem o sol, são despachadas com prioridade na matriz. Com a carga menor, esse despacho faz com que usinas hidrelétricas deixem de gerar, principalmente no Nordeste.

“O Proinfa também é uma energia semelhante à de reserva, mas não desloca o MRE porque está respaldada por contratos para todo mercado”, pontuou Altieri. “Nossa proposta é fazer um escalonamento. O segredo é discutir qual o valor, por exemplo, a cada ano 20% da energia viraria contrato para a distribuidora. Sabemos que isso reduz um pouco a capacidade de expansão da geração, mas achando um percentual que possa ser absorvido pelo sistema, em quatro ou cinco anos essa questão está resolvida”, disse.

A proposta, porém, não tem concordância entre a cúpula do setor elétrico. “Na verdade, isso ainda está muito incipiente, são vários modelos que estão sendo rodados para ver se alivia o MRE. A questão da energia de reserva é uma, do lastro da garantia física das usinas cotistas é outra. Todos esses cenários estão em avaliação. Porque a gente não acredita que só o modelo da energia de reserva vai dar solução para o problema”, disse o diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Efrain Cruz, também presente no evento.

Para o vice-presidente de Estratégia e Novos Negócios da Electra Energy, Edvaldo Santana, foi um erro do governo contratar energia eólica como reserva. “Jamais faria um novo leilão de reserva, um equívoco do jeito que foi feito”, disse. De acordo com cálculos da PSR, o Brasil já contratou 4.000 MW médios de energia de reserva. Com entrada em operação da usina nuclear de Angra 3, prevista para 2026, esse número aumentará para aproximadamente 5.5000 MW médios.

Para saber mais: Conta de Energia de Reserva - Coner

Com o início da comercialização de Energia de Reserva, em janeiro de 2009, a CCEE passou a representar os agentes de consumo desse tipo de energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes.

A Energia de Reserva é contratada por meio de leilões específicos para este fim, realizados pela CCEE. A geração das usinas comprometidas com estes leilões é paga por meio do recolhimento do Encargo de Energia de Reserva - EER (Decreto nº 6.353/2008 e Resolução Normativa Aneel nº 337/2008).

A CCEE arrecada o encargo junto aos consumidores e realiza o pagamento aos geradores por meio da Conta de Energia de Reserva - Coner. A instituição é responsável pela gestão dos recursos financeiros desta conta, nos termos do artigo 5º do Decreto nº 6.353/2008 e do artigo 4º da Resolução Normativa da Aneel nº 337/2008.

Cobrança de Encargo de Energia de Reserva: estimativas para as apurações de mai/19, jun/19 e jul/19

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no papel de gestora da Conta de Energia de Reserva – Coner[1], antecipa aos agentes análise sobre a necessidade da cobrança do Encargo de Energia de Reserva – EER no horizonte das próximas três apurações (maio, junho e julho de 2019). Esta percepção é feita com base em estimativas da movimentação dessa Conta, a partir das projeções do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e das expectativas mensais de geração das usinas contratadas no âmbito da Energia de Reserva. Fique atento: a apuração de Energia de Reserva, de maio de 2019, e o valor do EER calculado serão divulgados no dia 12/6. E liquidação (débito) ocorrerá no dia 18/6.

Conforme demonstrado no Gráfico 1, o recolhimento de EER passou a ser necessário desde abril deste ano, visando o equilíbrio financeiro da Coner, cujo saldo atual já aponta insuficiência de recursos frente as obrigações de pagamento da Conta.

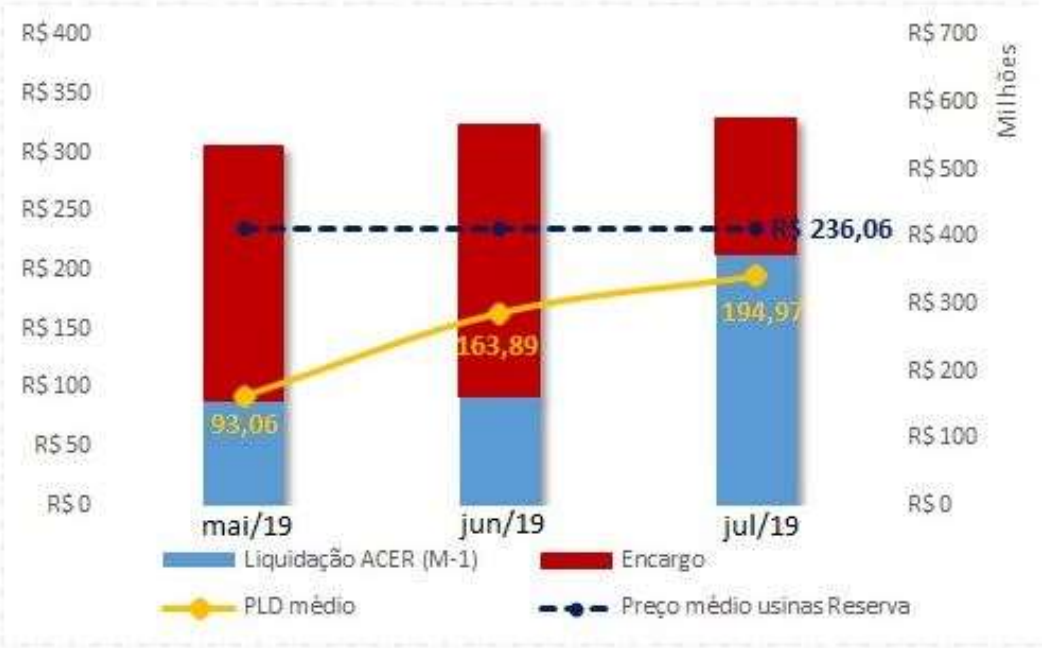
Gráfico 1: Histórico das movimentações da Coner (jan/17 – abr/19) e dados estimados (mai/19 a jul/19):

A gestão por parte da CCEE possibilitou a postergação da cobrança do EER neste ano em razão da utilização do saldo positivo da Coner acumulado no ano passado. Porém, o recolhimento da EER para as próximas apurações se faz necessário em razão das perspectivas de redução dos recursos entrada na Conta.

Como a maior participação da contratação da Energia de Reserva advém de usinas do submercado Nordeste, onde o PLD permanece abaixo do preço médio de contratação das usinas, a entrada de recursos financeiros na Coner passa a ser insuficiente, o que gera a percepção de cobrança do encargo nos próximos meses como forma de recomposição financeira, conforme Gráfico 2.

Cabe ressaltar ainda que, desde janeiro de 2017, foram pagos aos geradores R$ 12,2 bilhões em receitas, além da liberação de R$ 7,2 bilhões em excedente de energia de reserva, enquanto houve recolhimento de R$ 1,5 bilhão de EER.

Gráfico 2: Projeções das próximas apurações de EER para os meses de mai/19, jun/19 e jul/19:



Também vale destacar que os meses subsequentes a julho de 2019 também serão passíveis de recolhimento de EER se mantido o cenário de PLD com valores inferiores à remuneração média das usinas contratadas.

Sob pressão do agronegócio, governo avalia veto do TCU a subsídio do setor

O Ministério de Minas e Energia começou a avaliar uma determinação do Tribunal de Contas da União (TCU) para que sejam excluídas a partir de 2020 cobranças junto aos consumidores de energia para custear subsídios ao agronegócio nas contas de luz, informou a pasta à Reuters.

Uma primeira reunião sobre o tema foi realizada com presença também de representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da Casa Civil, do Ministério da Economia e do Tesouro, segundo a agenda pública do ministério e informações da assessoria de imprensa.

O encontro aconteceu um dia após a secretária-executiva da pasta de Minas e Energia, Marisete Pereira, ter se reunido com membros da Frente Parlamentar da Agropecuária (FPA) na sede do grupo. No encontro, a frente parlamentar abordou sua intenção de apoiar um projeto de decreto legislativo (PDL 07/2019) que cancelaria decreto assinado pelo presidente Michel

Temer no ano passado que estabeleceu um corte gradual dos subsídios ao setor agrícola, até sua completa extinção em um prazo de cinco anos.

O ministério não quis comentar detalhes sobre a decisão do TCU e disse por meio da assessoria que a reunião foi inicial, para discutir o acórdão do TCU que determinou o fim dos subsídios (TC 1215/2019).

TRIBUNAL DE CONTAS

No acórdão, do final de maio, o TCU determina à Aneel que “a partir de janeiro de 2020... exclua dos consumidores de energia... ônus relativo ao custeio de subsídios, de qualquer natureza, que não estejam relacionados à política tarifária do setor”, citando incentivos a “atividades de irrigação e agricultura” e para “unidades localizadas em área rural, onde seja desenvolvida atividade relativa à agropecuária”.

“Unidades classificadas como de serviço público de água, esgoto e saneamento”, que também perderiam os subsídios pelo decreto de Temer, também não deverão ter o custo de seus incentivos repassados aos consumidores a partir do próximo ano, de acordo com a decisão do tribunal de contas.

O acórdão do TCU também determinou que a Aneel conclua a elaboração de um plano de redução estrutural de despesas com subsídios que pesam sobre as contas de energia.

MME incentivará investimentos em óleo, gás e biocombustível

O esforço do governo em atrair o capital privado para setores estratégicos teve um novo avanço no início deste mês. O Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, assinou uma portaria que regulamenta o processo de enquadramento de projetos prioritários e investimentos nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis para emissão das chamadas “debêntures incentivadas” (que são títulos de dívida emitidos por empresas para captação de recursos). A assinatura do documento aconteceu em São Paulo, durante o evento Ethanol Summit 2019.

O Ministério de Minas e Energia do Brasil foi criado em 1960, pela lei n° 3.782, de 22 de julho de 1960, no governo do então presidente Juscelino Kubitschek. Anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Na prática, o governo quer incentivar investimentos nesses três mercados.

Com a medida, as empresas destes segmentos poderão captar recursos com a isenção de impostos para investidores. Na avaliação do MME, isso possibilitará ampliar investimentos em projetos de implantação, ampliação, manutenção, recuperação, adequação ou modernização de empreendimentos em infraestrutura no segmento de petróleo, gás e biocombustíveis.

“Hoje concluímos um ato do governo federal que traduz perfeitamente o que pretendemos fazer para destravar os investimentos que o país tanto precisa, gerando emprego e renda”, afirmou Bento Albuquerque. Nas contas do ministério, a estimativa de que a medida reforce as metas do programa

RenovaBio com a expansão do número de usinas de biocombustíveis e, consequentemente, aumente a oferta do etanol, podendo reduzir o preço dos combustíveis ao consumidor.

“Com a entrada em vigor do RenovaBio, os investimentos serão ainda maiores. Estimamos que serão necessários cerca de R$ 60 bilhões ao ano neste setor”, completou o ministro.

CCEE faz reunião para “estimular” STJ a tomar decisão sobre GSF

Disputa sobre o risco hidrológico é prioridade máxima da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) esteve reunida com a presidência do Superior Tribunal de Justiça (STJ) com objetivo de prestar esclarecimentos ao judiciário sobre a disputa envolvendo geradores hidrelétricos e o pagamento do risco hidrológico por essas empresas no mercado de curto prazo de energia elétrica.

O tema está judicializado desde 2015 e acumula um passivo de R$ 7 bilhões no mercado de energia, prejudicando a normalidade das liquidações da CCEE e negócios no mercado de energia. A CCEE informa que nos últimos 12 meses grande parte dos agentes recebeu apenas 3% dos créditos. O setor de biomassa, por exemplo, não se sente estimulado a produzir mais energia mesmo possuindo capacidade para tal, justamente por conta dessa indefinição sobre o recebimento dos valores.

Durante participação no Ethanol Summit nesta segunda-feira, 17 de junho, em são Paulo, o presidente do Conselho de Administração da CCEE, Rui Altieri, disse que acha muito difícil uma solução administrativa para o GSF e está apostando “muito no judiciário”. A expectativa é que com uma decisão do STJ possa se chegar a um acordo com os agentes para por um fim a esse passivo.

A reunião com o STJ, que aconteceu há três semanas, segundo Altieri, contou com a participação de representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Ministério de Minas e Energia. O executivo explicou que dos R$ 7 bilhões judicializados, apenas R$ 4 bilhões estão represados na CCEE, pois R$ 3,5 bilhões já foram pagos aos agentes. Além disso,

o impacto financeiro está precificado pelas empresas, uma vez que os valores estão todos provisionados nos balanços.

“Apresentamos os dados na tentativa de estimular o judiciário a tomar uma decisão”, disse Altieri. “A decisão que se espera é que o risco hidrológico seja tratado como risco hidrológico”, completou.

Fontes: AGÊNCIA SENADO – ANEEL – ABRAPCH – CANAL NEGÓCIOS – CANAL ENERGIA – OCESC – ESTADÃO – EXAME – FOLHA – ONS – GAZETA DO POVO – INFOCLIMA – MME – PORTAL G1 – CCEE – PORTAL GLOBO.COM

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