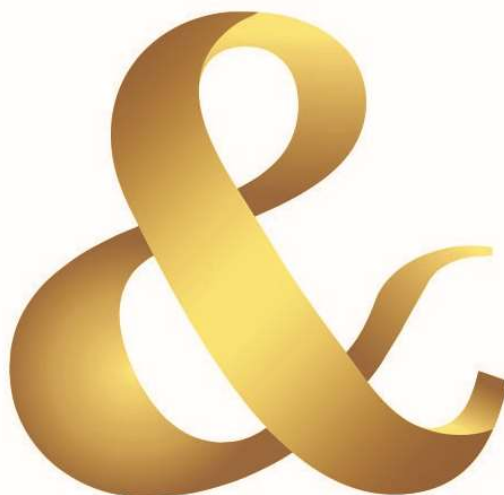




Informativo Enermerco

1805

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



Consumo (SIN)
61.744 Mw médios
Abril 2018



Descolamento CMO
R\$ 0 MM
Abril 2018



Bandeira Tarifária
VERDE
Abril 2018



Geração
65.175 Mw médios
Abril 2018



Encargos
R\$ 354 Milhões
Abril 2018



Mercado de Energia x Tendência do PLD

O Preço das Liquidações das Diferenças – PLD, varia entre outros fatores, de acordo com o comportamento de afluições no Sistema Interligado Nacional – SIN. Estas afluições geram uma estimativa do volume de água que possivelmente chegará aos reservatórios das Usinas Hidrelétricas, que é a fonte de energia prevalecente na matriz energética brasileira.

Neste sentido, já da segunda para primeira semana de abril, verificou-se um aumento médio de mais de 100% no PLD, devido a afluições abaixo da expectativa. Assim os preços que se encontravam no valor piso, R\$40,16, passaram para uma média de R\$88,00. O PLD médio por submercado do período de abril fechou próximo a R\$100,00, com exceção do submercado Norte.

Demonstrativo do PLD Médio

Mês	Submercado			
Abril 2018	SE/CO	S	NE	N
	109,71	109,71	108,64	51,13

A bandeira para o mês de Abril, conforme a ANEEL, foi de verde, sem acréscimos ao consumidor. Já maio, segue com a bandeira tarifária amarela, com acréscimo de R\$ 1,00 a cada 100 (kWh). Com o fim do período úmido e a menor incidência de chuvas, os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste estão com volumes mais baixos, o que resulta em gradual aumento do risco hidrológico (GSF) e do preço da energia elétrica de curto prazo (PLD), as duas variáveis que determinam a bandeira a ser acionada.



O período de maio de 2018 está mantendo a tendência de aumento gradual nos PLD's, para todos os submercados e patamares. As afluições baixas diminuem o nível dos reservatórios e elevando os preços com o despacho de mais térmicas. Um dado preliminar trata da redução da Energia Natural Afluyente – ENA, que em abril ficou em torno de 90.000 MW Médios e em maio a previsão é retrain pra 50.000 MW Médios.

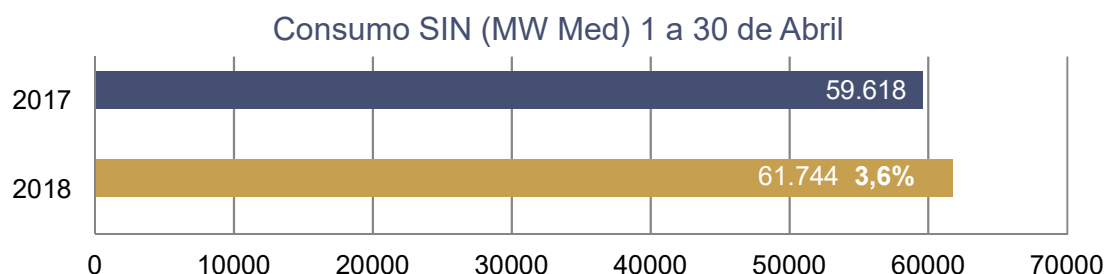
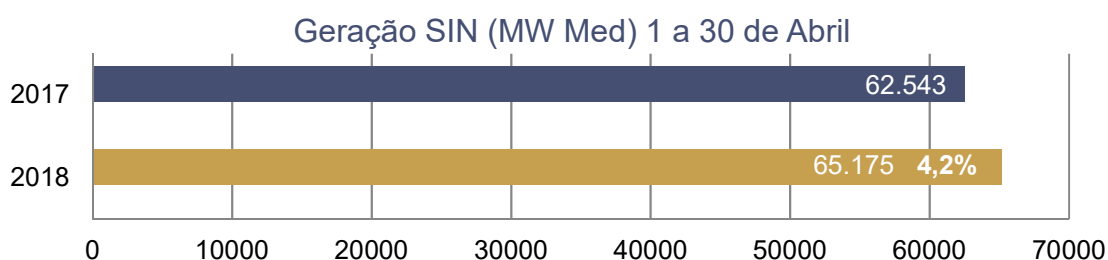


Geração e Consumo

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, divulgou no final de março, 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, abril, temos um acréscimo de 4,2% na geração disponível no Sistema, em 2018. O consumo subiu também 3,6%, somando 61.744 MW/Med.

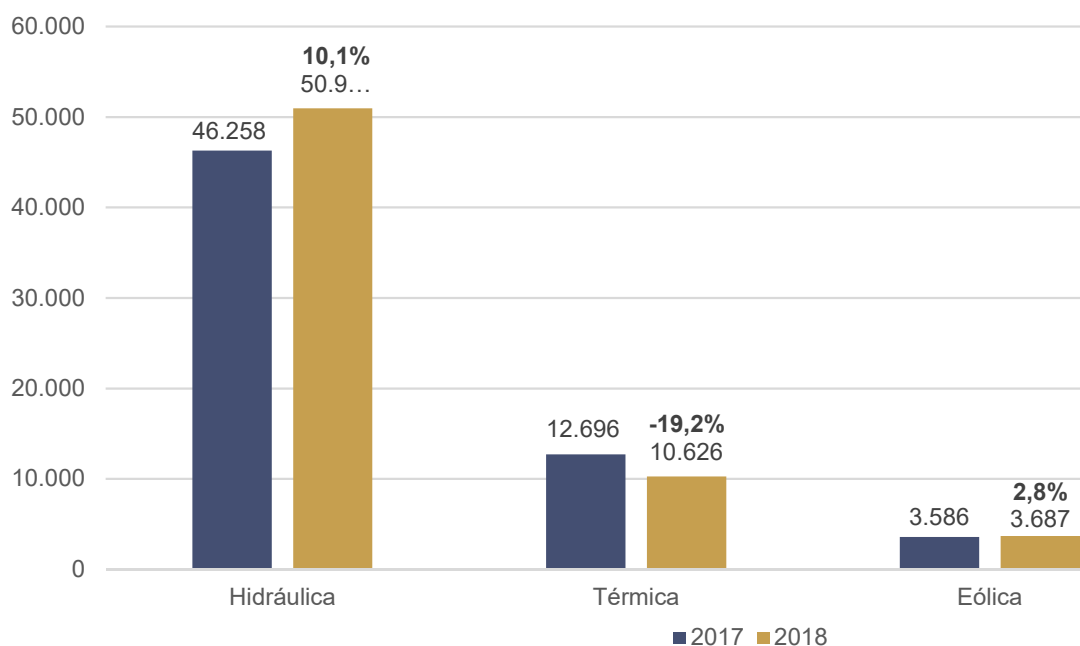




Geração por Fonte de Energia

As fontes de geração, abaixo demonstradas, mostram parte do panorama da produção nacional. Como vemos, o destaque de abril está no aumento da geração hidráulica: 10,1%, em relação ao mesmo período do ano anterior, 2017. Já a geração térmica, teve decréscimos em comparação ao ano anterior e a eólica aumentou 2,8%.

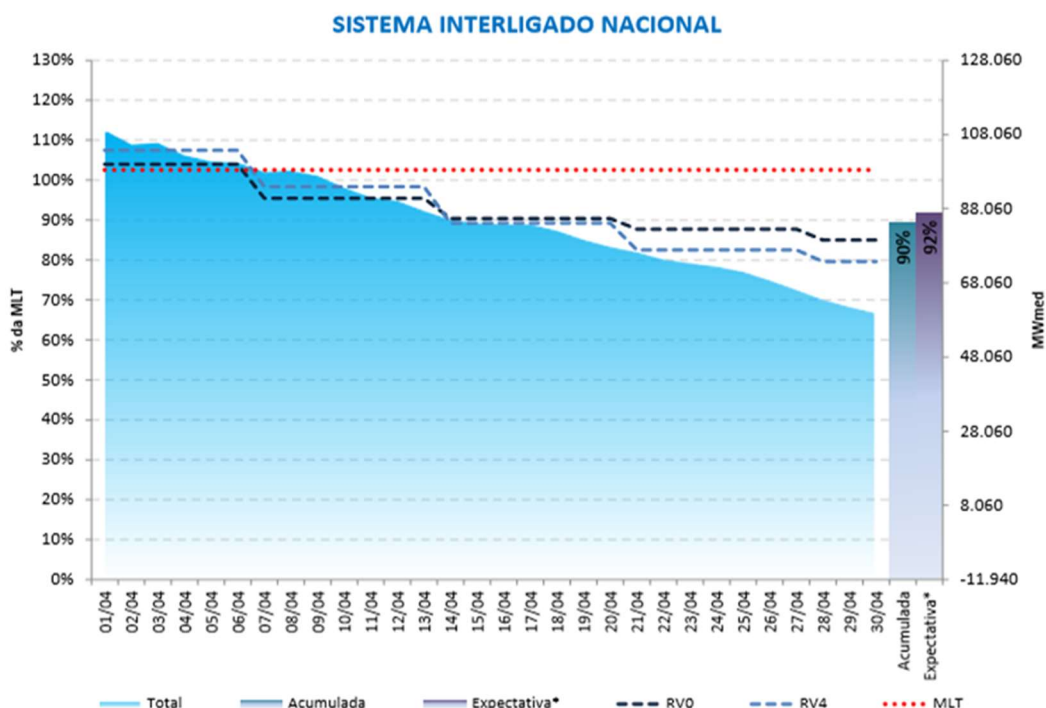
Representatividade da Geração - 1 a 30 de Abril



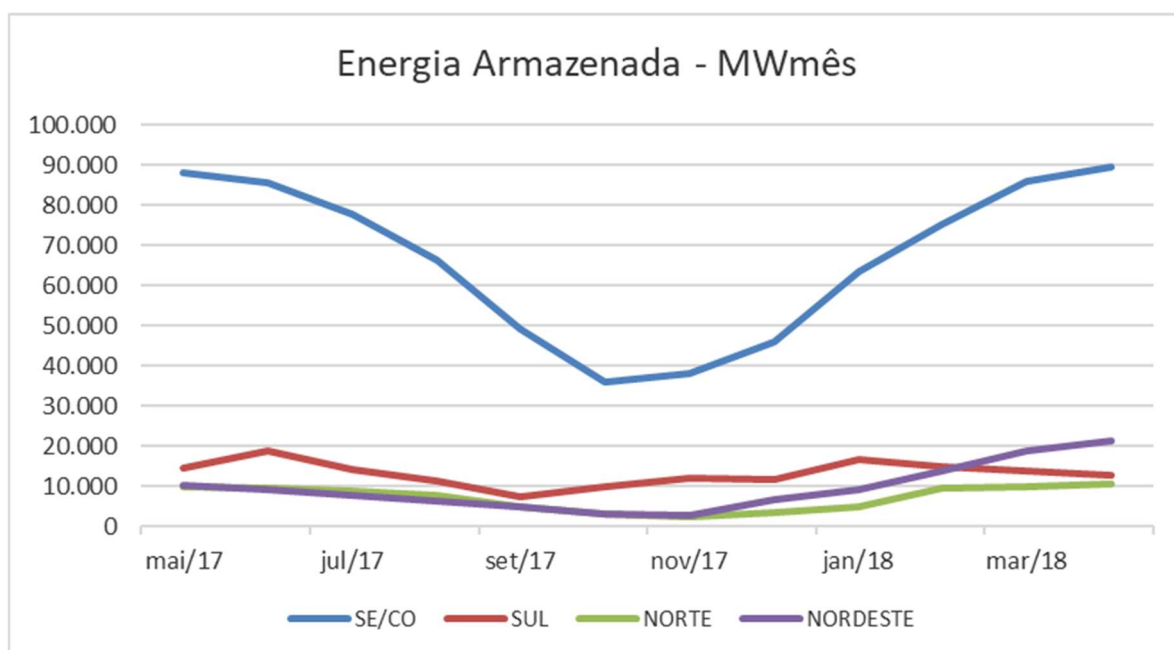


ENA, MLT e Nível dos Reservatórios

No gráfico de Energia Natural Afluente do SIN, observamos que tanto os percentis da ENA Abril/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 maio de 2017 a abril de 2018, onde verifica-se a oscilação dos montantes de energia por Submercado do SIN – Sistema Interligado Nacional.





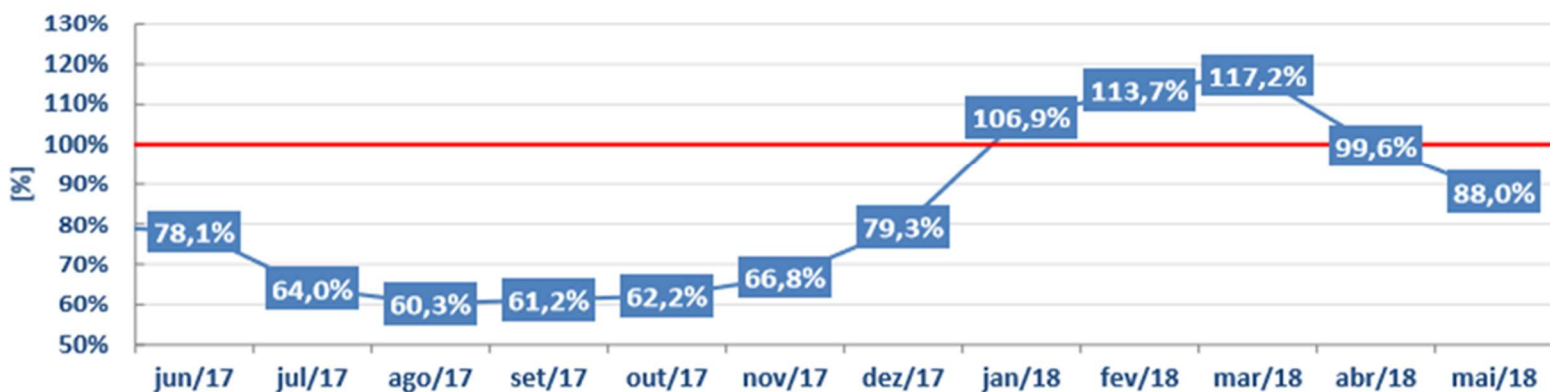
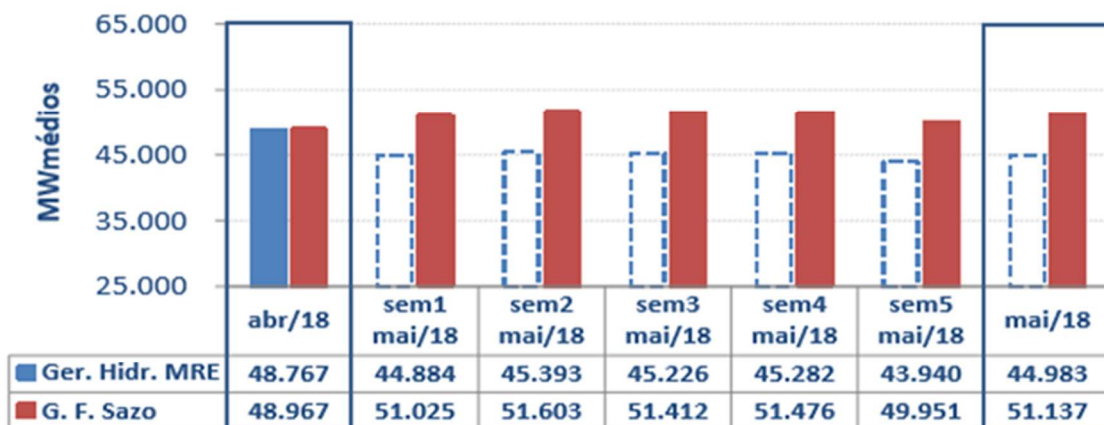
Fator de Ajuste de MRE

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 maio, conforme a CCEE, temos a estimativa de 88% do fator de ajuste do MRE, com Geração Hidráulica de 44.983 MW. Em abril, atingiu-se uma geração, de 99,6% em relação às Garantias Físicas para o ano de 2018.

Estimativa do Fator de Ajuste do MRE

Abril e Maio de 2018





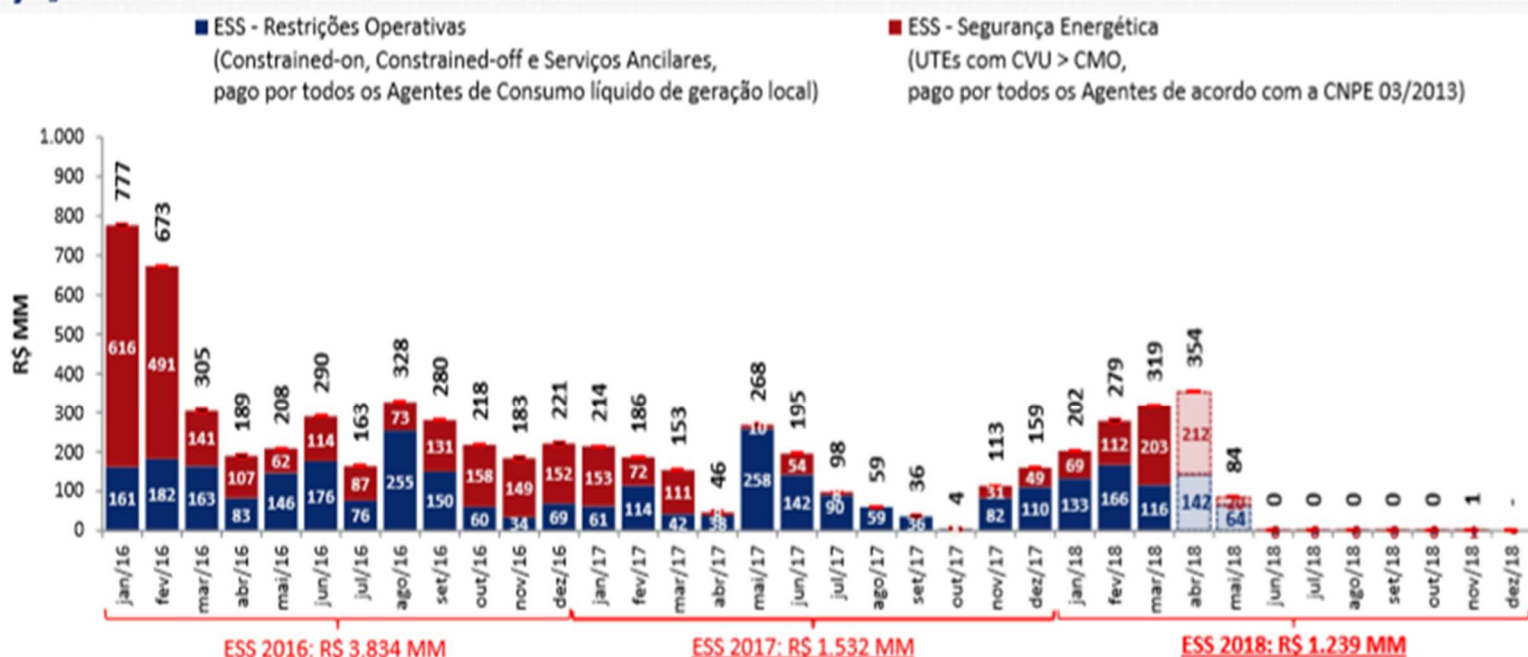
Encargos de Sistema (ESS, ESE, CDE)

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 abril/2018, somando os Encargos de Serviço do Sistema, dentre as Restrições Operativas e as de Segurança Energética, obteve-se um total de R\$ 354 MM.

Projeção de ESS e Custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

Projeção do PLD



Previsão Climatológica Trimestral

O último mês da estação de verão foi marcado pela atuação da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) ao norte de sua posição climatológica e com fraca atividade convectiva. Este padrão, associado à passagem de um pulso subsidente da Oscilação de Madden-Julian (OMJ) sobre a América do Sul, resultou em acentuado déficit pluviométrico no norte das Regiões Norte e Nordeste do Brasil. As chuvas também ocorreram abaixo da média em grande parte das Regiões Centro-Oeste e Sudeste.



As condições oceânicas e atmosféricas mostraram sinais de decaimento do fenômeno La Niña ao longo do Pacífico Equatorial, durante março e nas primeiras semanas de abril.

A previsão climática por consenso para o trimestre maio, junho e julho de 2018 (MJJ/2018), baseada nos diagnósticos das condições oceânicas e atmosféricas globais e nos prognósticos de modelos dinâmicos e estocásticos de previsão climática sazonal, indica maior probabilidade do total trimestral de chuva ocorrer nas categorias dentro da faixa normal climatológica no norte da Região Norte, na faixa que se estende do norte do Amazonas ao norte do Pará, e no sul da Região Sul, com a seguinte distribuição de probabilidades: 25%, 40% e 35% para as categorias acima, dentro e abaixo da faixa normal climatológica, respectivamente. Para ambas as áreas a segunda categoria mais provável é de chuvas abaixo da faixa normal climatológica.

No leste e norte da Região Nordeste, a previsão por consenso indica maior probabilidade dos totais pluviométricos ocorrerem na categoria abaixo da faixa normal climatológica, com distribuição de probabilidades de 25%, 35% e 40% para as categorias acima, dentro e abaixo da faixa normal climatológica, respectivamente. Ressalta-se que esta última área inclui a faixa leste do Rio Grande do Norte até Sergipe, a qual se encontra no início de seu período climatologicamente mais chuvoso. Esta previsão considerou o enfraquecimento do fenômeno La Niña no Pacífico Equatorial, o deslocamento para leste do sistema semipermanente de alta pressão do Atlântico Sul e os valores de TSM próximos à normalidade no Atlântico Tropical Sul. Nas demais áreas do País (área cinza do mapa), a previsão apresenta baixa previsibilidade climática sazonal, com igual probabilidade para as três categorias. Para este trimestre, as temperaturas são previstas dentro da normal climatológica em todo o País, com a alternância de períodos mais frios e mais quentes, característicos da estação de outono. As climatologias de precipitação e temperaturas máxima e mínima, no Brasil, são mostradas na Figura ao lado:





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

NORTE	<u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria dentro da faixa normal climatológica no extremo norte do Amazonas, Roraima, Amapá e noroeste do Pará. Nesta área, a segunda maior probabilidade indica a categoria abaixo da faixa normal. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias. <u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.
NORDESTE	<u>Chuva</u> - maior probabilidade na categoria abaixo da faixa normal climatológica na área que engloba o CE, RN, PB, PE, AL e SE. Nas demais áreas, a previsão indica igual probabilidade para as três categorias. <u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.
CENTRO-OESTE	<u>Chuva</u> - a previsão indica igual probabilidade para as três categorias. <u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.
SUDESTE	<u>Chuva</u> - a previsão indica igual probabilidade para as três categorias. <u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.
SUL	<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. <u>Temperatura</u> - em torno da normal climatológica.



ANEEL APROVA REAJUSTE DE 5% A 25,8% EM TARIFAS DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA



A Diretoria da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) aprovou em reuniões públicas, durante os meses de março e abril, reajustes e revisões tarifárias para distribuidoras de eletricidade, com impactos de 5% a quase 26% para os consumidores, de diversas regiões do Brasil.

As tarifas da RGE Sul, que atende parte do Rio Grande do Sul, terão uma alta de em média 22,5%, após a empresa passar por um processo de revisão tarifária. A empresa é controlada pela CPFL Energia, da chinesa State Grid.

No Rio Grande do Norte, a distribuidora local Cosern, da Neoenergia, também passou por revisão tarifária, com impacto médio para o consumidor de 15,61%.

Para a Coelba, também da Neoenergia, que atende a Bahia, a revisão tarifária resultará em alta média de 16,95% para as contas de luz.

Em Sergipe, atendido por uma distribuidora da Energisa, a revisão tarifária resultará em impacto médio de 11,3%.



Já a Enel Distribuição Ceará, da italiana Enel, teve aprovado um reajuste tarifário anual com efeito médio para o consumidor de alta de 4,96%.

Em Minas, o aumento médio foi de 25,87% na tarifa de luz da Cemig. A concessionária atende a 8,3 milhões de unidades consumidoras localizadas em 774 municípios de Minas Gerais.

Em São Paulo, o reajuste médio foi de 16,9% nas tarifas da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), empresa que atende 4,3 milhões de unidades consumidoras em 234 municípios paulistas.

No Estado do Rio de Janeiro, 10,36% foi o aumento nas tarifas da Light, que atende a cidade do Rio e outros 30 municípios do Estado. Na Enel Rio, que fornece energia para Niterói e outras 66 cidades fluminenses, a alta, em média, foi de 21,04%.

A diferença entre os índices autorizados para cidades tão próximas, como o exemplo acima, tem explicação. Na Light, houve reajuste ordinário, que é feito todos os anos. Já para a Enel Rio foi realizada a revisão tarifária, processo que é realizado de quatro em quatro anos para manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Nas revisões, as empresas são reembolsadas por investimentos feitos na expansão da rede e na melhoria dos serviços.

Segundo Rufino, Diretor da ANEEL, os consumidores, de forma geral, devem esperar comportamento semelhante ao verificado nos casos da Light e da Enel Rio. Os reajustes anuais devem ser da ordem de 10%. É o caso de empresas como Eletropaulo (São Paulo) e Copel (Paraná), por exemplo. Mas, para aqueles atendidos pelo grupo de empresas que vão passar por revisão tarifária, a alta deve ser de cerca de 20% - caso da Cemig (Minas), RGE Sul (Rio Grande do Sul) e Energisa (em Mato Grosso e Mato Grosso do Sul), entre outras.

Aumento preocupa instituições ligadas ao Setor Elétrico

Diversos fatores explicam o aumento, mas há uma avaliação de que falhas cometidas na gestão do setor elétrico no passado têm causado impacto nas tarifas até hoje. Um deles, foram os leilões realizados nos últimos anos da gestão Dilma Rousseff, para contratação de novas usinas e linhas em nível bem acima do necessário, por causa da recessão. Somente no ano passado o consumo de energia voltou aos patamares registrados em 2014.

“Perdemos três anos de crescimento por causa da recessão. Parte desses custos da tarifa hoje serve para pagar reforços nos sistemas de geração e transmissão que vieram para atender a um mercado que não se concretizou”, afirmou o então Presidente da EPE, Barroso.



Representantes do Ministério de Minas e Energia, reconhecem que o aumento tarifário desagrada à população, mas reafirmam que o governo não adotará nenhuma medida intervencionista para maquiagem os preços. “Já se enganou muito o consumidor a respeito do custo da energia. Infelizmente, só agora a verdade apareceu”.

Rufino, da Aneel, faz fortes críticas aos subsídios, cobrados por meio de encargos setoriais. Os subsídios vão custar R\$ 18 bilhões neste ano, 30% mais que no ano passado, e serão integralmente pagos pelos clientes. Isso significa que o consumidor residencial paga uma conta mais cara para que seja possível oferecer descontos para agricultores, irrigantes, produtores de carvão, geradores de energias renováveis, além de distribuidoras no Norte, que utilizam termoelétricas a diesel e óleo combustível.

“Todas as empresas já estão condenadas a um aumento de 2,5 pontos percentuais por conta dos encargos setoriais. Os subsídios não param de crescer e já têm peso de 20% nas tarifas”, disse Rufino.

O presidente da Aneel destacou ainda que, além da seca, que reduziu o uso de hidrelétricas e levou ao acionamento das termoelétricas, mais caras, a decisão do governo Temer de cobrar bônus de outorga das usinas que foram licitadas também elevou os custos de geração, pois as empresas que comprem os empreendimentos em leilão repassam essa cobrança à tarifa final. “Só o leilão das usinas da Cemig teve impacto de 1 ponto percentual nas tarifas.”

O presidente executivo da Associação de Grandes Consumidores de Energia (Abrace), Edvaldo Santana, disse que o aumento das tarifas será ainda maior para as indústrias, entre 20% e 25%. “Será uma explosão tarifária”, afirmou. “Tivemos um erro brutal de planejamento, com contratação de energia quando não tinha demanda. E o governo e a Aneel não conseguem criar medidas para controlar o crescimento dos encargos setoriais”, afirmou.

Para reduzir o custo da eletricidade, o presidente da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), Reginaldo Medeiros, defende a abertura do mercado livre. Nesse modelo, o consumidor continuaria a ser atendido pela distribuidora, mas poderia optar por comprar energia de outras empresas. “O sistema do mercado livre é mais competitivo. Se alguém tenta passar custos excessivos, perde o cliente”, afirmou, ressaltando que o modelo já é usado em países da Europa e alguns Estados americanos.

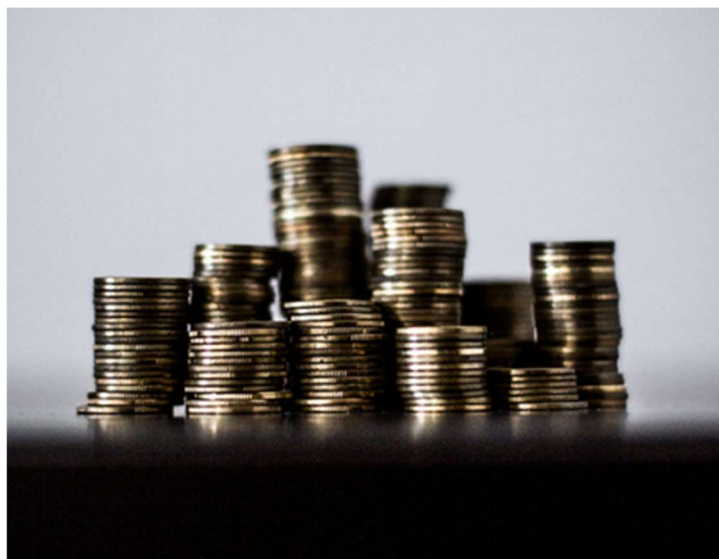


Estudo da Abraceel afirma que cerca de 182 mil pequenas e médias indústrias e estabelecimentos comerciais do País poderiam economizar R\$ 10,5 bilhões em energia se pudessem migrar para o mercado livre em 2021. O prazo previsto pelo governo é 2026.

O presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Nelson Leite, disse que os maiores vilões da tarifa são os subsídios, os impostos e os erros de políticas do passado, como a indenização das transmissoras de energia. “Temos de ter realismo tarifário, mas deveríamos aproveitar esse momento para repensar a questão dos subsídios. Há muitos setores que não precisam mais desse benefício”, disse.

OPERAÇÃO SOMBRA DO PLD HORÁRIO COMEÇOU EM ABRIL

Ao discutir a modernização do setor elétrico e o desenvolvimento de novos serviços, uma mudança estrutural sempre foi apontada como essencial pelo mercado: a precificação horária. A partir da segunda-feira de 16 de abril, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE começou a operação sombra, com cálculo e publicação diária do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do dia seguinte e em base horária. A iniciativa faz parte do planejamento desenvolvido pelas instituições setoriais em conjunto com os agentes do mercado para implementação da nova métrica, que visa dar mais dinamismo e aproximar a precificação da operação.



Diariamente, a CCEE divulgará em seu site e no aplicativo mobile os preços para cada hora do dia seguinte. Para fazer este cálculo, será utilizado o modelo computacional DESSEM, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel, que também servirá de base para a operação do sistema feita pelo Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS.



“Com a divulgação do preço sombra, iniciamos uma fase de transição do preço por patamar para o preço horário. Neste período, os agentes poderão medir o impacto desta mudança em seus negócios, se preparando para a mudança prevista para janeiro de 2019. Teremos a oportunidade de ver na prática aquilo que estudamos nos últimos anos para aprimorar a precificação e trazer uma série de benefícios”, destaca Cesar Pereira, gerente de Regras, Capacitação e Preços.

Confira alguns benefícios esperados:

Melhor representação da curva de carga	Redução dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS)	Aumento da importância da comercialização horária
Representação mais adequada da variabilidade das fontes	Novas oportunidades de negócios: resposta da demanda, armazenamento, bombeamento	Representação explícita e detalhada das restrições operativas associadas à geração hidráulica e térmica

Vale ressaltar que o preço horário divulgado na operação sombra não é oficial, permanecendo vigente o PLD semanal por patamar, divulgado pela CCEE toda sexta-feira. As informações são apresentadas apenas para análise e avaliação do mercado.

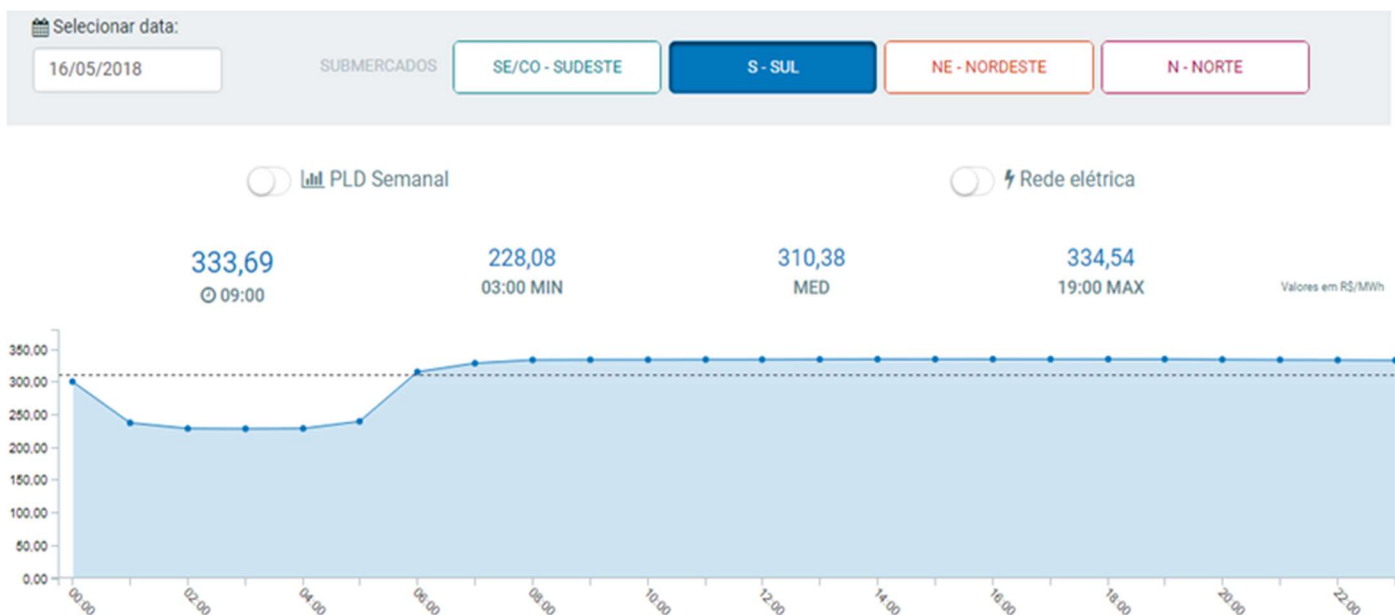
Onde encontrar os valores do preço horário da operação sombra?

Para acompanhar os valores divulgados diariamente pela CCEE, os agentes de mercado terão duas opções: o site da instituição e o aplicativo mobile. No portal, a informação ficará disponível na seção de preços, com a subdivisão “Preço Sombra”. Além dos valores calculados para o dia, um arquivo XLS compilará os valores para o período selecionado pelo usuário.



O aplicativo terá uma seção específica do preço horário durante a operação sombra. Nele estarão disponíveis os valores de cada hora por submercado, além de funcionalidades para comparação do preço horário com o preço semanal

Para exemplificar, esta é a divulgação do preço horário, na data deste texto, 16 de maio, com valores mínimos e máximos, para o Sul:





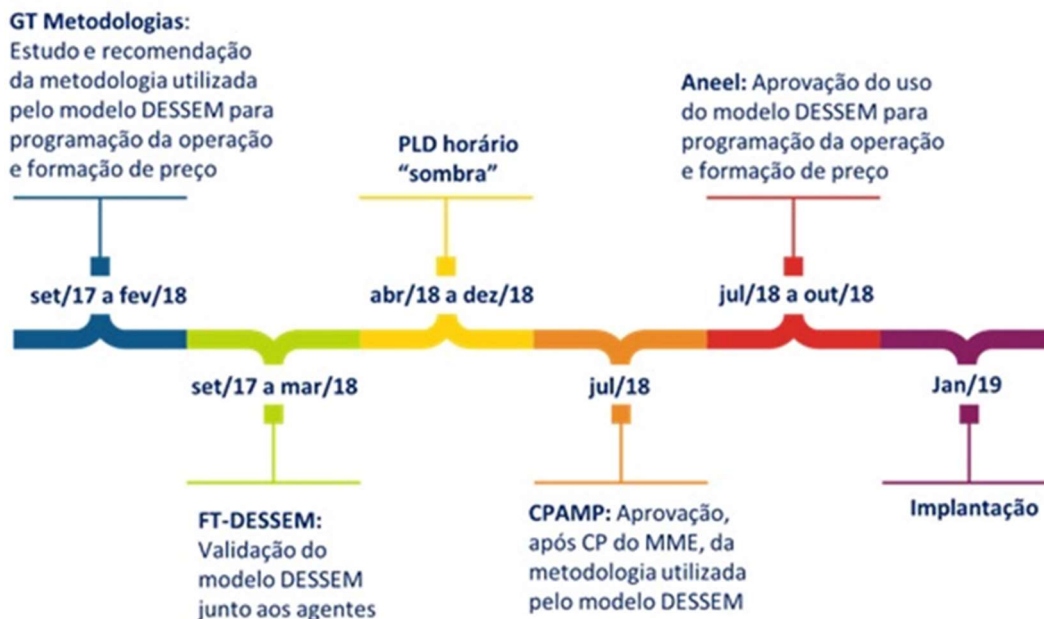
Hora	↓ PLD HORÁRIO (R\$/MWh)	↑ PLD SEMANAL (R\$/MWh)	↑ DIFERENÇA (R\$/MWh)
00:00	300,27	313,62	- 13,35
01:00	237,11	313,62	- 76,51
02:00	228,48	313,62	- 85,14
03:00	MIN 228,08	313,62	- 85,54
04:00	228,48	313,62	- 85,14
05:00	239,30	313,62	- 74,32

Hora	↓ PLD HORÁRIO (R\$/MWh)	↑ PLD SEMANAL (R\$/MWh)	↑ DIFERENÇA (R\$/MWh)
15:00	334,53	333,78	0,75
16:00	MAX 334,54	333,78	0,76
17:00	334,52	333,78	0,74
18:00	MAX 334,54	333,78	0,76
19:00	MAX 334,54	333,78	0,76
20:00	334,03	333,78	0,25

g

Implementação do Preço Horário

Apesar do início da divulgação do preço sombra, que é o período de teste do preço horário, o mercado permanece operando com o preço semanal por patamar. Seguindo o cronograma definido pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, que é composta por representantes das instituições setoriais, a implementação oficial do preço horário deverá ocorrer em janeiro de 2019. Confira abaixo os principais marcos do projeto.



Enfim, com a precificação horária, pretende-se conquistar um maior provisionamento das renováveis intermitentes, que levam a uma operação personalizada e um maior aproveitamento dos recursos, especialmente, naturais disponíveis. Além disso, o PLD estará mais próximo da operação real, o mercado se torna mais competitivo devido à maior participação dos geradores e com isso os consumidores terão preços mais certos e seguros.

O que mudaria com implantação do preço horário?	
Consumidor	Gerador
Geração própria e estocagem de energia	Usinas de fontes renováveis terão maior participação no mercado de energia
Comercialização da energia gerada/estocada em horários mais convenientes	Usinas renováveis terão mais retorno pela quantidade comercializada
Maior liquidez e mercado dinâmico	Mercado mais dinâmico com novos produtos (flexibilidade horária) de energia, capacidade, ponta, serviços ancilares
Maior participação da figura do Comercializador Varejista	
Ampliação da resposta da demanda (energia e capacidade)	Novas oportunidades de negócios (Geração distribuída, armazenamento e backup)

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

