



ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES À
CONSULTA PÚBLICA MME Nº
71/2019

Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP – GT Met
Subgrupo de Operação e Preço - SGOP

Sumário

1.	Questões apontadas na Consulta Pública	2
1.1.	Favorabilidade da adoção do Preço Horário	2
1.2.	Representação ou não da rede elétrica para formação do preço	4
1.3.	Metodologia para cálculo do PLD horário vs despacho semi-horário	4
2.	Condições à entrada do Preço Horário apontadas nas contribuições e classificação quanto à exequibilidade	5
3.	Questões regulatórias propostas pelos agentes/associações	8
4.	Questões não aplicáveis à implantação do Preço Horário apontadas pelos agentes.....	9
5.	Atividades prioritárias para o estabelecimento do plano de ação de implantação do Preço Horário	11
	Apêndice: detalhamento das condições colocadas pelos agentes nas contribuições.....	14

1. Questões apontadas na Consulta Pública

A CP 71 propôs, além da possibilidade da adoção do modelo DESSEM a partir de janeiro/2020 para operação e cálculo do PLD, o encaminhamento metodológico para duas questões atinentes a formação do Preço Horário.

A primeira questão se refere a duas possíveis representações do sistema de transmissão para efeito de cálculo do preço: (i) com a representação de todas as barras da rede elétrica; ou (ii) apenas dos intercâmbios entre submercados.

O segundo posicionamento metodológico se refere a quatro possíveis metodologias para definição do PLD horário a partir do despacho semi-horário: (i) com cálculo da média dos dados de entrada das duas meias-horas de cada hora; (ii) a média simples dos PLDs das duas meias-horas para o caso rodado em base semi-horária; (iii) a média dos PLDs ponderada pela carga de cada meia-hora; ou (iv) a utilização do máximo valor da hora. As seções a seguir detalham as contribuições dos agentes quanto a adoção do Preço Horário, bem como o encaminhamento metodológico para duas questões atinentes a formação do Preço Horário.

1.1. Favorabilidade da adoção do Preço Horário

A Figura 1 ilustra como se posicionaram os agentes e instituições que contribuíram na CP quanto à adoção do modelo DESSEM para operação e formação de preço em 2020.

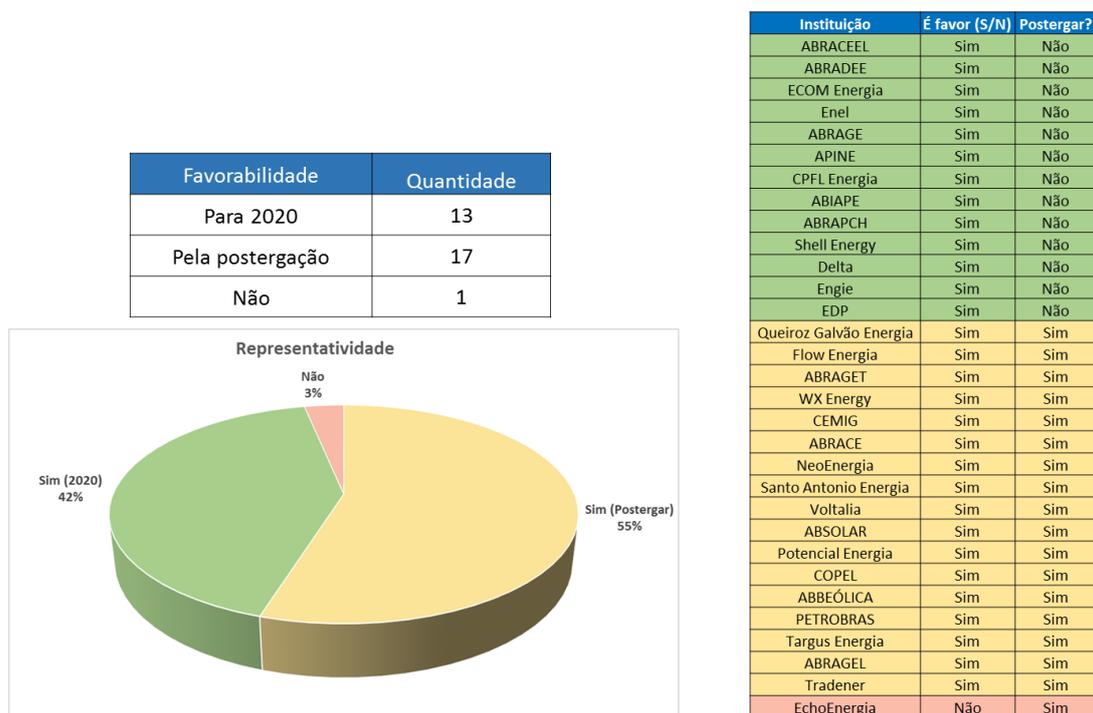


Figura 1. Resumo das contribuições quanto à favorabilidade ou não da adoção do Preço Horário para 2020.

Dentre os três grupos de agentes foram colocadas condições que os agentes consideraram necessárias serem atendidas antes da adoção do Preço Horário. Essas condições foram classificadas em exequíveis até 31/07/2019 (data delimitada pela resolução CNPE nº 07 para definição das metodologias a serem adotadas a partir de 1º de janeiro do ano seguinte),

exequíveis até 30/11/2019 (data para definição das questões regulatórias a serem válidas para o ano seguinte, bem como para aprovação dos modelos computacionais por parte da ANEEL), e inexecuíveis após essa data (as justificativas e respostas a essas demandas estão apresentadas na Seção 2). Assim, na Figura 1 é possível observar que 42% das contribuições são favoráveis à adoção da metodologia do Preço Horário para 2020, enquanto 55% contribuíram para a postergação da adoção dessa metodologia para 2021, e finalmente, 3% (uma contribuição) se posicionou contrariamente a essa metodologia.

A Figura 2 e a Figura 3 ilustram como os agentes favoráveis à adoção do Preço Horário, seja em 2020 ou 2021, ficam classificados quanto à exequibilidade das condições apresentadas. O Apêndice detalha as contribuições pertinentes de cada agente, onde se destaca que a maioria das contribuições (19 dentre 30) apresentaram condicionantes inexecuíveis até 30 de novembro de 2019.



Figura 2. Classificação dos agentes favoráveis à entrada do Preço Horário em 2020 quanto à exequibilidade das condições apontadas nas contribuições.

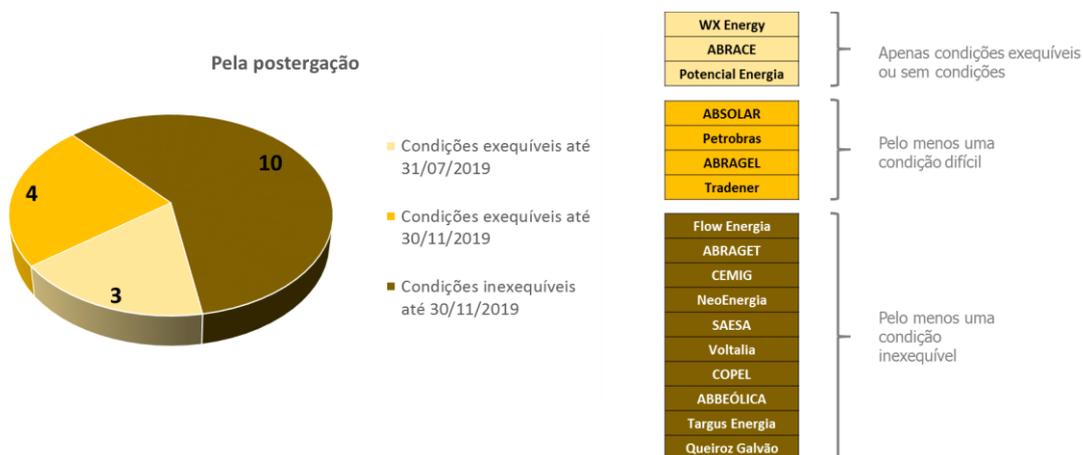


Figura 3. Classificação dos agentes favoráveis à postergação da entrada do Preço Horário para depois de 2020 quanto à exequibilidade das condições apontadas nas contribuições.

1.2. Representação ou não da rede elétrica para formação do preço

Na Figura 4 é apresentado como se posicionaram os agentes e instituições que opinaram sobre esse tema, onde 85% das contribuições foram na direção de que o Preço Horário seja calculado sem a representação da rede elétrica interna ao submercado.

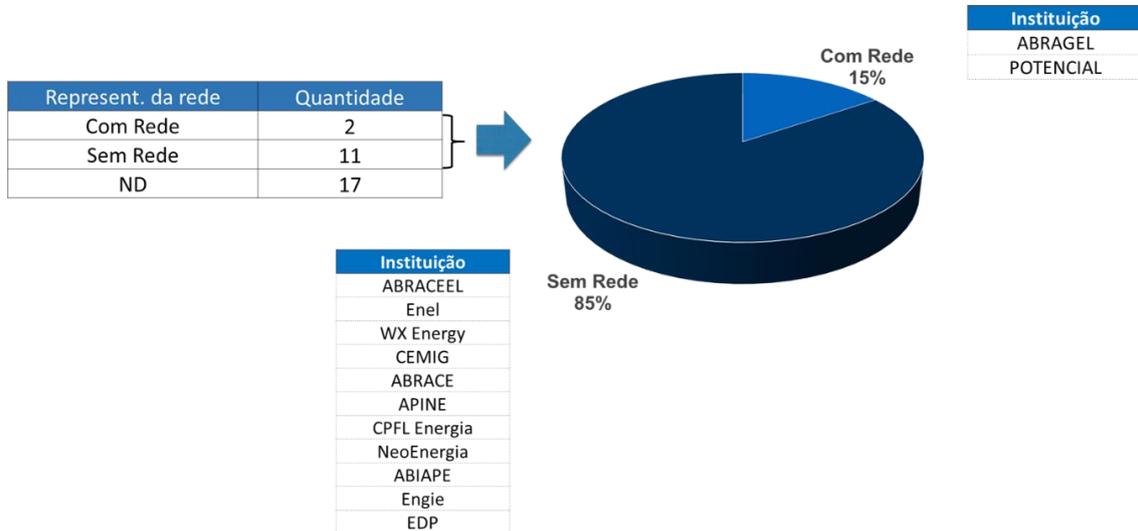


Figura 4. Resumo das contribuições quanto à favorabilidade ou não da representação da rede elétrica para formação de preço no modelo DESSEM.

1.3. Metodologia para cálculo do PLD horário vs despacho semi-horário

A Figura 5 apresenta como foram as contribuições com relação ao cálculo do Preço Horário a partir do despacho semi-horário. Nota-se que 80% das contribuições foram no sentido de o Preço Horário ser calculado a partir da média simples dos preços semi-horários.

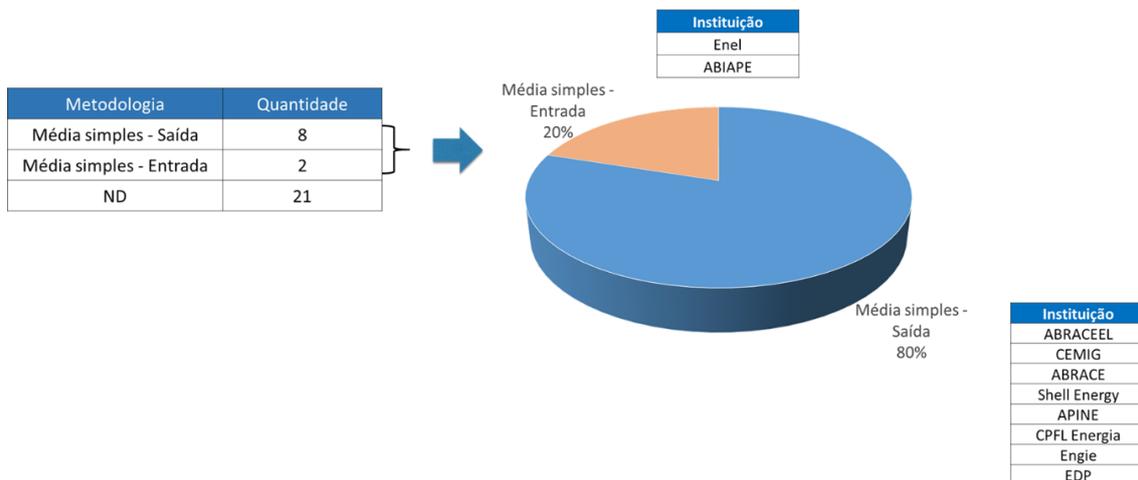


Figura 5. Resumo das contribuições quanto à opção de cálculo do PLD em base horária a partir do despacho semi-horário.

2. Condições à entrada do Preço Horário apontadas nas contribuições e classificação quanto à exequibilidade

A Tabela 1, a

Tabela 2 e a Tabela 3 trazem, respectivamente, as condicionantes colocadas pelos agentes que foram classificadas como exequíveis até 31/07/2019, exequíveis até 30/11/2019 e inexecuíveis até 30/11/2019, bem como a justificativa/ resposta a cada uma delas.

Tabela 1. Resposta às condições classificadas como exequíveis até 31/07/2019.

Condições exequíveis até 31/07/2019	Nº contribuições
<p>Garantia de tempo razoável de processamento do DESSEM com rede <i>A incorporação da aproximação da função de produção hidráulica (FPHA) na etapa de MILP permitiu a redução do tempo médio do tempo de processamento do caso com rede de 66 para 45 minutos, sem comprometimento dos resultados da solução</i></p>	7
<p>Divulgação do método empírico de previsão de carga <i>A heurística para ajuste da carga prevista pelo modelo PrevCargaDESSEM será disponibilizada pelo ONS até o final de julho/2019</i></p>	4
<p>PLD sem utilização de reserva de potência no intercâmbio Sudeste-Nordeste <i>Essa questão deve ser objeto do rito regulatório a ser conduzido pela ANEEL</i></p>	3
<p>Divulgação dos decks sombra sempre em d-1, como deverá valer para a operação real <i>O processo de divulgação diária está sendo ajustado tanto no ONS quanto na CCEE para que, até o final de julho/2019, todos os decks sejam executados e divulgados em d-1</i></p>	3
<p>Divulgação dos erros de previsão eólica pelo modelo WEOL <i>O ONS passará a divulgar em relatórios diários os desvios de previsão do modelo WEOL em relação à geração eólica realizada</i></p>	1
<p>Treinamento no uso das ferramentas computacionais (DESSEM e modelos satélites) <i>Para os modelos SMAP (previsão chuva-vazão) e WEOL (previsão de geração eólica) será divulgado pelo ONS um tutorial online O cronograma de treinamento do modelo DESSEM está disponível no site do CEPEL, e já vem ocorrendo desde 2018</i></p>	1
<p>Validação do modelo DESSEM com ampla bateria de testes <i>A validação do modelo DESSEM vem ocorrendo desde 2017 no âmbito da FT-DESSEM e continuará em execução para validação de novas funcionalidades</i></p>	1

Tabela 2. Resposta às condições classificadas como exequíveis até 30/11/2019.

Condições exequíveis até 30/11/2019	Nº contribuições
<p>Divulgação e discussão da regra de contingência do DESSEM para quando não for possível executar o caso até certo horário do dia anterior <i>Proposta de regra de contingência constará de processo de Audiência Pública a ser instaurado pela ANEEL.</i></p>	12
<p>Disponibilização ampla dos dados de entrada e premissas de montagem dos decks aos agentes (ex. SGI e FSARH) <i>SGI e FSARH serão disponibilizados amplamente por meio da criação de uma plataforma online gerida por ONS e CCEE, e será entregue até o final de outubro/2019.</i></p>	8
<p>Reexecução de todos os casos sombra de 2019 com a última versão do modelo DESSEM <i>Todos os casos serão reexecutados com a versão estável</i></p>	1
<p>Estabilização da versão do DESSEM <i>O modelo DESSEM ainda está pendente de correção de duas inconsistências para os casos sem rede elétrica: (i) representação da restrição de segurança elétrica associada ao intercâmbio do submercado Norte; (ii) representação da Reserva de Potência Operativa de importação do submercado Nordeste</i></p>	7
<p>Disponibilização ágil dos dados e resultados aos agentes <i>ONS e CCEE disponibilizarão uma plataforma online conjunta para divulgação dos dados de entrada e resultados do modelo</i></p>	6
<p>Clareza na atualização dos dados de UCT <i>Proposta de atualização dos dados de UCT constará de processo de Audiência Pública a ser instaurado pela ANEEL, sobre a adequação dos Procedimentos de Rede à programação diária da operação com o modelo DESSEM.</i></p>	5
<p>Realização de processo sombra dos Procedimentos de Rede adaptados ao despacho semi-horário pelo modelo DESSEM, com pelo menos 30 dias de duração <i>Após a aprovação dos novos Procedimentos de Rede o processo sombra será realizado</i></p>	5
<p>Solução para o uso do CPLEX pelos agentes <i>O CEPEL vem negociando com a IBM a disponibilização do CPLEX aos agentes. Por enquanto, a sugestão do CEPEL é que os agentes usem a plataforma da IBM para execução dos casos</i></p>	2
<p>Período sombra do Preço Horário considerando demais aperfeiçoamentos da CPAMP do ciclo 2018-2019 na Função de Custo Futuro do NEWAVE e do DECOMP <i>Após deliberação da plenária da CPAMP, ao final de julho de 2019, quanto às funcionalidades aprovadas para uso em 2020, a operação sombra passará a considerá-las, se for o caso.</i></p>	2

<p>Divulgação de procedimentos para relaxação de violações para convergência de casos</p> <p><i>Será elaborado e divulgado um documento descrevendo as premissas adotadas por ONS e CCEE para relaxação de restrições. O tema estará contemplado nos Procedimentos de Rede</i></p>	1
<p>Discretização da madrugada do segundo dia em estágios semi-horários para acomodação das restrições de UCT</p> <p><i>Tal implementação exigiria adequação no processo de automação da montagem de decks, o que está sendo contemplado pelo ONS</i></p>	1

Tabela 3. Resposta às condições classificadas como inexecutáveis até 30/11/2019.

Condições inexecutáveis até 30/11/2019	Nº contribuições
<p>Reexecução dos casos sombra desde meados de 2018 na versão mais recente do modelo DESSEM, para que se tenha pelo menos um período hidrológico completo</p> <p><i>Existe a dificuldade de adaptar os decks do período de 2018 com as novas funcionalidades implementadas em 2019 para que possam ser reexecutados na versão mais recente</i></p>	16
<p>Eliminação da heurística para ajuste da previsão de carga do PrevCargaDESSEM</p> <p><i>Essa temática constará de processo de Audiência Pública a ser instaurado pela ANEEL, sobre a adequação dos Procedimentos de Rede à programação diária da operação com o modelo DESSEM.</i></p>	10
<p>Divulgação dos estudos sobre cálculo do CMO com UCT (que balizaram a escolha da opção 1 de formação de preço sem considerar o custo de rampa das térmicas)</p> <p><i>Isso será feito e a escolha da opção 1 ou 2 será rediscutida quando os dados de custo de rampa das térmicas estiverem disponíveis</i></p>	5
<p>Consideração de unit commitment hidráulico no modelo</p> <p><i>Este tema já não havia sido agendado para o ciclo 2019-2020 da CPAMP</i></p>	2
<p>Metodologia de incorporação da previsão de geração eólica no modelo de otimização</p> <p><i>É um aprimoramento válido cuja pertinência de implementação deve ser avaliada</i></p>	1
<p>Representação interna das perdas elétricas no modelo</p> <p><i>É necessário avaliar a compatibilidade com o desenho de mercado (em que ocorre o rateio das perdas entre geração e consumo)</i></p>	1
<p>Representação dos dados de entrada da primeira semana do DECOMP iguais aos do DESSEM</p> <p><i>É necessário avaliar o real ganho com essa representação e tratar de sua regulamentação</i></p>	1

3. Questões regulatórias propostas pelos agentes/associações

A Tabela 4 apresenta a resposta às questões regulatórias colocadas pelos agentes e instituições nesta CP nº 71/2019.

Tabela 4. Resposta às questões regulatórias colocadas pelos agentes nas contribuições.

Questões regulatórias	Nº contribuições
Definição da remuneração de rampas de termoeletricas <i>A temática constará de processo de Audiência Pública a ser instaurado pela ANEEL, sobre a adequação dos Procedimentos de Rede à programação diária da operação com o modelo DESSEM.</i>	9
Remuneração da partida e parada de termoeletricas <i>A temática constará de processo de Audiência Pública a ser instaurado pela ANEEL, sobre a adequação dos Procedimentos de Rede ao despacho semi-horário com o modelo DESSEM.</i>	8
Redefinição dos limites mínimo e máximo do PLD <i>Encontra-se em curso na ANEEL a Audiência Pública nº 022/2019, para a obtenção de subsídios para o aprimoramento da metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do PLD.</i>	6
Análise da eventual redução da receita de geradores eólicos e respectivo tratamento regulatório <i>A Regulação manifestar-se-á no caso concreto.</i>	6
Custo por configuração de Geração Térmica (GT) compatível com o leilão <i>A Regulação manifestar-se-á no caso concreto.</i>	3
Ajuste regulatório para o PLD horário (REN 843/2019) <i>Eventuais ajustes regulatórios serão endereçados oportunamente, sobre o caso concreto.</i>	1
Definição da titulação da rampa de GT <i>A temática será tratada tempestivamente por ANEEL, ONS e CCEE.</i>	1
Necessidade de análise de impactos regulatórios do Preço Horário <i>Os relatórios técnicos produzidos pela CPAMP procuraram contemplar essa questão, em relação ao escopo de sua decisão.</i>	1

4. Questões não aplicáveis à implantação do Preço Horário apontadas pelos agentes

Algumas questões levantadas pelos agentes e instituições no âmbito da CP nº 71/2019 não estão no escopo da implantação do modelo DESSEM para operação e cálculo do preço. O detalhamento e a justificativa da não aplicabilidade estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Resposta às questões não aplicáveis à implantação do Preço Horário colocadas pelos agentes nas contribuições.

Questões não aplicáveis	Nº contribuições
Equacionamento estrutural do GSF e outras pendências <i>Este tema foge ao escopo da CP</i>	4
Horário tardio de divulgação da programação aos agentes, podendo estender jornada de trabalho <i>A implantação do Preço Horário, a elaboração diária de decks e a divulgação de dados e do preço em d-1 exigirão readequação de todo o mercado</i>	3
Comunicação, pelo ONS, de decisão de GT comunicada em d-2, para preparação do despacho pelos geradores <i>Atualmente a comunicação do despacho já é realizada em d-1</i>	3
Realização de previsão de vazões em base horária <i>Tal discretização temporal das vazões não é necessária, considerando a capacidade de regulação das usinas hidráulicas representadas no modelo DESSEM</i>	2
Realização de <i>backtest</i> com uso de vazões verificadas de 2013 a 2015 (sensibilidade) <i>Seria impraticável emular a previsão de vazões nestes anos</i>	2
Abertura aos agentes do banco de dados anemométricos da EPE <i>É necessária autorização por parte dos agentes detentores da informação</i>	2
Interpretação de existência de requisito de potência por parte de usinas eólicas <i>O modelo DESSEM não representa potência, mas sim energia em intervalos discretos de tempo (meia hora)</i>	1
Realização da previsão de vazões com dois dias de antecedência <i>Este já é o procedimento atualmente adotado</i>	1
Índice MAPE de desvios na eólica são elevados em alguns dias <i>Dado que o índice MAPE indica a razão entre a geração prevista e a verificada, em dias em que a geração verificada é pequena, o índice terá um valor elevado, mesmo que o desvio absoluto não seja tão elevado</i>	1
Definição de temas em aberto, como uso ou não da rede no cálculo do PLD e composição da hora cheia <i>Estes temas serão definidos até 31/julho pela CPAMP, com base nas contribuições desta mesma CP</i>	1
Previsão eólica: ECMWF é pago, podendo reduzir a transparência do processo de previsibilidade <i>Resultados do ECMWF são distribuídos de graça aos agentes após retirada do viés pelo ONS</i>	1
Modelagem das UTEs não é totalmente aderente à realidade	1

<i>A representação de UCT no DESSEM contempla os detalhes necessários para a programação diária e formação do Preço Horário</i>	
A métrica para aferição da volatilidade do PLD utilizada nos relatórios da CPAMP é inadequada <i>A métrica de volatilidade aplicada nos relatórios é amplamente utilizada internacionalmente</i>	1
Cálculo do PLD em base diária, e não horária <i>O objetivo do Preço Horário é obter um sinal econômico próximo à necessidade operativa do sistema</i>	1
Abertura dos códigos fonte do DESSEM <i>O código fonte do DESSEM é de propriedade do CEPEL</i>	1
Desenvolvimento de novos produtos que usufruam do Preço Horário <i>Tais produtos serão propostos pelo mercado após o DESSEM estar em uso</i>	1
Deck de PLD sem rede deve partir do deck de operação com rede sem os dados relaxados <i>Tal diferenciação entre os dados de entrada dos dois decks aumentaria mais a diferença entre resultados ONS e CCEE, o que levaria ao aumento de encargos</i>	1
Elaboração de decks com 14 dias de horizonte para acomodação do UCT e extensão do horizonte em decks de sexta-feira <i>As previsões da segunda semana se degradariam, não trazendo benefícios em tal extensão do horizonte, além de aumentar substancialmente do esforço e tempo computacional</i>	1
Representação plena das restrições da régua 11 de Itaipu no DESSEM <i>Existe uma limitação de caráter estratégico e de soberania nacional por parte dos países em torno da régua 11</i>	1
Aguardar a separação de lastro e energia <i>Este tema foge ao escopo da CP</i>	1

5. Atividades prioritárias para o estabelecimento do plano de ação de implantação do Preço Horário

Na Tabela 6 são listadas as atividades consideradas pela CPAMP como prioritárias para a utilização do modelo DESSEM para operação e formação de preço. Na Tabela 7 é apresentado o plano de ação para execução das atividades prioritárias.

Tabela 6. Atividades e questões regulatórias consideradas como prioritárias para o plano de ação da implantação do Preço Horário.

Atividades prioritárias
1. Necessidade de estabilização da versão do DESSEM
2. Reexecução de todos os casos de 2019 com a última versão, assegurando pelo menos 1 ano de sombra estável
3. Divulgação do método empírico de previsão de carga ou o modelo PrevCargaDESSEM sem heurística
4. Período de sombra com divulgação diária do PLD (d-1) - treino do processo diário
5. Disponibilização ampla e ágil dos dados (ex. SGI e FSARH) e resultados
6. Sombra considerando demais aperfeiçoamentos CPAMP avaliados no ciclo 2018-2019 (VMinOp, Reamostragem etc.)
7. Instauração de processo de Audiência Pública sobre a adequação dos Procedimentos de Rede à programação diária da operação com o modelo DESSEM
Assuntos Regulatórios
1. Definição sobre a hipótese de representação da reserva de potência operativa associada ao intercâmbio do Nordeste no processo de cálculo do PLD horário
2. Definição do tratamento regulatório sobre a remuneração dos custos adicionais ao CVU para partida e parada das UTEs, definição das rampas entre GTmin e GTmax
3. Titulação da rampa de GT (inflexibilidade vs restrição operativa)

Tabela 7. Plano de ação para execução das atividades prioritárias e questões regulatórias

Atividades prioritárias para entrada do Preço Horário	Etapa	Instituição responsável	1º Q Julho	2º Q Julho	1º Q Agosto	2º Q Agosto	1º Q Setembro	2º Q Setembro	1º Q Outubro	2º Q Outubro
Necessidade de estabilização da versão do DESSEM	Validação preliminar pelo SGOP/CPAMP da funcionalidade de reserva de potência operativa para o caso sem rede	CCEE/Cepel	X	X						
	Validação preliminar pelo SGOP/CPAMP da modelagem das restrições de segurança elétrica (linear por partes) no submercado Norte para o caso sem rede	CCEE/Cepel	X	X	X					
	Validação na FT-Dessem	CCEE/ONS/EPE			X	X	X	X	X	X
Reexecução de todos os casos de 2019 com a última versão, assegurando pelo menos 1 ano de sombra estável	Reprocessamento dos casos	CCEE/ONS					X	X	X	X
	Republicação dos casos no site da CCEE	CCEE/ONS					X	X	X	X
	Republicação da contabilização sombra	CCEE					X	X	X	X
Divulgação do método empírico de previsão de carga ou o modelo PrevCargaDESSEM sem heurística	Divulgação de NT ao mercado	ONS/Cepel			X					
	Treinamento para os agentes	ONS/Cepel				X	X			
Período de sombra com divulgação diária do PLD (d-1)	Ajuste nos processos do ONS e da CCEE	ONS/CCEE	X	X	X					

com intuito de treinar o processo diário	Definição do horário limite de divulgação do Preço Horário	ONS/CCEE								
	Início da Divulgação diária	ONS/CCEE			X					
Disponibilização ampla e ágil dos dados (ex. SGI e FSARH) e resultados	Ajuste nos processos do ONS	ONS	X	X	X					
	Automação do processo de divulgação	ONS		X	X					
	Disponibilização dos dados para o mercado	ONS			X	X				
Sombra considerando demais aperfeiçoamentos CPAMP (VMinOp, Reamostragem etc.)	Ajuste no processo de montagem dos decks	ONS/CCEE			X	X				
	Início da divulgação de resultados para o mercado	ONS/CCEE			X	X				
Instauração de processo de Audiência Pública sobre a adequação dos Procedimentos de Rede à programação diária da operação com o modelo DESSEM	Abertura da Audiência e Análise de Contribuições	ANEEL			X	X	X	X	X	X

Assuntos Regulatórios	Etapa	Instituição responsável	1º Q Julho	2º Q Julho	1º Q Agosto	2º Q Agosto	1º Q Setembro	2º Q Setembro	1º Q Outubro	2º Q Outubro
PLD sem utilização de reserva de potência no intercâmbio Sudeste-Nordeste	Avaliação do impacto regulatório	ANEEL/ONS/CCEE	X	X	X	X	X	X	X	X
Definição da remuneração dos custos adicionais ao CVU para partida e parada das UTEs,	Avaliação dos impactos comerciais	ANEEL/ONS/CCEE	X	X	X	X	X	X	X	X

definição das rampas entre GTmin e GTmax										
Titulação da rampa de GT (inflexibilidade vs restrição operativa)	ANEEL/ONS/CCEE	X								

Apêndice: detalhamento das condições colocadas pelos agentes nas contribuições

Tabela 8. Condições à entrada do Preço Horário colocadas pelos agentes favoráveis à adoção em 2020.

Condições exequíveis até 31/07/2019		Abraceel	Abradee	ECOM Energia	Enel	Abrage	Apine	CPFL Energia	ABIAPE	ABRAPCH	EDP	Shell Energy	Delta	Engie
Divulgação e discussão da regra de contingência do DESSEM	4	x			x	x	x				x		x	x
Divulgação do método empírico de previsão de carga	2				x		x							
Disponibilização ampla dos dados (ex. SGI e FSARH)	4	x		x		x		x					x	
Tempo razoável de processamento do DESSEM c/rede	3			x	x	x								
Divulgação dos erros de previsão eólica	1				x									
Treinamento no uso das ferramentas	1				x									
PLD sem utilização de reserva de potência	2						x		x					
Reexecução de todos os casos de 2019 com a última versão	1	x												
Validação do DESSEM com ampla bateria de testes	1	x												
Período de sombra com divulgação concomitante do PLD (d-1)	0													

Condições exequíveis até 30/11/2019		Abraceel	Abradee	ECOM Energia	Enel	Abrage	Apine	CPFL Energia	ABIAPE	ABRAPCH	EDP	Shell Energy	Delta	Engie
Necessidade de estabilização da versão do DESSEM	0											x		x
Disponibilização ágil dos dados e resultados	3	x			x	x								x
Clareza na atualização dos dados de UCT	1	x										x		
Solução para o uso do CPLEX	1					x								
Sombra considerando demais aperfeiçoamentos CPAMP	1	x												
Procedimentos para relaxação de violações	0													x
Madrugada do segundo dia em estágios semi-horários	1				x									
Processo sombra (30 dias ou mais) dos Procedimentos de Rede	3				x	x	x							

Condições inexecuíveis até 30/11/2019		Abraceel	Abradee	ECOM Energia	Enel	Abrage	Apine	CPFL Energia	ABIAPE	ABRAPCH	EDP	Shell Energy	Delta	Engie
Maior horizonte no sombra (backtest), desde meados de 2018	4			x	x	x	x					x		x
CMO/PLD sem heurística na previsão de carga	4	x		x	x			x				x	x	x
Unit commitment hidráulico	1				x									
Representação interna das perdas	1				x									
Metodologia de incorporação de previsão eólica no modelo de geração	0													
Divulgação dos estudos sobre cálculo do CMO com UCT (que balizaram a opção 1)	2				x		x							
Primeira semana do DECOMP com previsões iguais às do DESSEM	0													

Tabela 9. Condições à entrada do Preço Horário colocadas pelos agentes favoráveis à postergação da adoção para depois de 2020.

Condições exequíveis até 31/07/2019																	
	Flow Energia	ABRAGET	WX Energy	CEMIG	ABRACE	NeoEnergia	SAESA	Voltalia	ABSOLAR	Potencial Energia	COPEL	ABBEÓLICA	Petrobras	ABRAGEL	Targus Energia	Queiroz Galvão	Tradener
Divulgação e discussão da regra de contingência do DESSEM	3	x				x						x		x	x		
Divulgação do método empírico de previsão de carga	2	x										x					
Disponibilização ampla dos dados (ex. SGI e FSARH)	2			x			x								x		
Tempo razoável de processamento do DESSEM c/rede	3	x	x					x									
Divulgação dos erros de previsão eólica	0																
Treinamento no uso das ferramentas	0																
PLD sem utilização de reserva de potência	0													x			
Reexecução de todos os casos de 2019 com a última versão	0																
Validação do DESSEM com ampla bateria de testes	0																
Período de sombra com divulgação concomitante do PLD (d-1)	1		x			x									x		
Condições exequíveis até 30/11/2019																	
	Flow Energia	ABRAGET	WX Energy	CEMIG	ABRACE	NeoEnergia	SAESA	Voltalia	ABSOLAR	Potencial Energia	COPEL	ABBEÓLICA	Petrobras	ABRAGEL	Targus Energia	Queiroz Galvão	Tradener
Necessidade de estabilização da versão do DESSEM	2					x			x					x	x	x	
Disponibilização ágil dos dados e resultados	1	x															
Clareza na atualização dos dados de UCT	1											x	x				x
Solução para o uso do CPLEX	1						x										
Sombra considerando demais aperfeiçoamentos CPAMP	1						x										
Procedimentos para relaxação de violações	0																
Madrugada do segundo dia em estágios semi-horários	0																
Processo sombra (30 dias ou mais) dos Procedimentos de Rede	1	x															
Condições inexecuíveis até 30/11/2019																	
	Flow Energia	ABRAGET	WX Energy	CEMIG	ABRACE	NeoEnergia	SAESA	Voltalia	ABSOLAR	Potencial Energia	COPEL	ABBEÓLICA	Petrobras	ABRAGEL	Targus Energia	Queiroz Galvão	Tradener
Maior horizonte no sombra (backtest), desde meados de 2018	8	x	x	x		x	x	x			x	x			x	x	
CMO/PLD sem heurística na previsão de carga	2			x				x							x		
Unit commitment hidráulico	0																
Representação interna das perdas	0																
Metodologia de incorporação de previsão eólica no modelo de geração	1											x					
Divulgação dos estudos sobre cálculo do CMO com UCT (que balizaram a opção 1)	2		x			x									x		
Primeira semana do DECOMP com previsões iguais às do DESSEM	0														x		

Tabela 10. Condições à entrada do Preço Horário colocadas pelos agentes contrários à adoção.

Condições exequíveis até 31/07/2019		Echo Energia
Divulgação e discussão da regra de contingência do DESSEM	0	
Divulgação do método empírico de previsão de carga	0	
Disponibilização ampla dos dados (ex. SGI e FSARH)	0	
Tempo razoável de processamento do DESSEM c/rede	1	x
Divulgação dos erros de previsão eólica	0	
Treinamento no uso das ferramentas	0	
PLD sem utilização de reserva de potência	0	
Reexecução de todos os casos de 2019 com a última versão	0	
Validação do DESSEM com ampla bateria de testes	0	
Período de sombra com divulgação concomitante do PLD (d-1)	0	

Condições exequíveis até 30/11/2019		Echo Energia
Necessidade de estabilização da versão do DESSEM	0	
Disponibilização ágil dos dados e resultados	0	
Clareza na atualização dos dados de UCT	0	
Solução para o uso do CPLEX	0	
Sombra considerando demais aperfeiçoamentos CPAMP	0	
Procedimentos para relaxação de violações	0	
Madrugada do segundo dia em estágios semi-horários	0	
Processo sombra (30 dias ou mais) dos Procedimentos de Rede	1	x

Condições inexecuíveis até 30/11/2019		Echo Energia
Maior horizonte no sombra (backtest), desde meados de 2018	0	
CMO/PLD sem heurística na previsão de carga	0	
Unit commitment hidráulico	1	x
Representação interna das perdas	0	
Metodologia de incorporação de previsão eólica no modelo de geração	0	
Divulgação dos estudos sobre cálculo do CMO com UCT (que balizaram a opção 1)	0	
Primeira semana do DECOMP com previsões iguais às do DESSEM	0	