



**Reunião do GT**

**CP Aneel 14/2024**

**Alterações em PR, PdCS e Regras**

02 de julho de 2024

An aerial night view of a city, likely New York City, showing a dense grid of buildings and a complex network of highways. Light trails from traffic and city lights create a vibrant, blue-toned scene. The text "Principais pontos" is overlaid in the center in a white, italicized font.

# *Principais pontos*

## Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos – Operacional

- ONS propõe criação de novo submódulo operacional para descrever metodologias de centrais geradoras não simuladas individualmente.
- Qualquer alteração nos documentos operacionais dos PR passa por realização de consulta externa aos agentes e posterior aprovação pela Diretoria do ONS.
- Inclusão do Anexo A com os principais dados de entrada utilizados nos modelos de otimização NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Este anexo fornece informações detalhadas sobre a periodicidade de atualização, o horizonte passível de atualização e as referências dos submódulos dos Procedimentos de Rede que detalham o processo.

Tabela 1 – Dados de entrada dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

ID	Procedimentos de Rede	Dado de entrada <sup>1</sup>	Origem	PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)	
				Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)
001	3.3; 3.5	Carga global de energia - Dados Previstos (PLAN)	ONS, EPE, CCEE	Quadrimestral	até o final do horizonte do modelo	Não utilizado	Não utilizado	Não utilizado	Não utilizado
002	4.3; 4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (PMO)	ONS, CCEE	Mensal	até o final do horizonte do modelo de curto prazo	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Não utilizado	Não utilizado
003	4.3; 4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (Revisão semanal PMO e Formação do CMO semi-horário)	ONS	Não utilizado	Não utilizado	Semanal	Até a última semana operativa do 1º mês de estudo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada
004	1.2; 2.4; 3.3; 3.8; 4.3; 4.5; 4.6; 4.7; 7.7; 6.18	Dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos	Poder Concedente, ANEEL, Agentes, ONS	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Mensal	Até o final do horizonte do modelo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada
005	2.4; 3.3; 4.3; 4.5; 7.7; 6.18	Enchimento do Volume Morto de novos reservatórios	DPME, ANEEL, Agentes	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Semanal	Até o final do horizonte do modelo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada

- **Contribuição Abraceel CE/ONS:** A tabela não deveria ficar em um submódulo operacional. Como ela tem impacto significativo na interpretação da Resolução CNPE 22/21 (e, portanto, de como determinados aspectos serão considerados em preços), entendemos que eventual alteração da tabela deve passar por CP da Aneel.

## Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos – Operacional

- Atualmente a metodologia referente à representação de UNSI está definida na REN 1032/22, porém a alteração realizada pela REN 1078/23, exclui o detalhamento da metodologia e permite seu tratamento em PR, mediante processo de participação pública.
- Em que pese a REN 1078/23 ter início da vigência em 5 de junho de 2024, as alterações metodológicas em relação ao atualmente praticado dependem da aprovação dos Procedimentos de Rede. Até a aprovação dos Procedimentos de Rede, o ONS deve continuar seguindo o que é praticado atualmente.
- **Contribuição Abraceel CE/ONS:** problema do constrained-off de usinas eólicas “contaminando” os fatores de capacidade
  - Atualmente, a metodologia presente nos Procedimentos de Rede para representação das usinas não simuladas considera a média histórica dos últimos 5 anos da geração líquida. Porém, um dos problemas de utilizar esse critério se dá pelo fato de que em cenários que ocorrem **restrições operativas**, ou seja, aquelas que não são restrições técnicas da usina, **o modelo identifica que possui uma geração a menor**, ao invés de considerar para o futuro a energia que de fato está disponibilizada, apesar do Operador ter escolhido restringi-la.
  - Nos últimos anos, tem acontecido situações de constrained-off, por isso, sugerimos que a metodologia a ser utilizada seja a geração recomposta, considerando os dados de constrained off já elaborados pelo ONS. **Assim, é apresentado o valor real de disponibilidade energética para o modelo sem as restrições definidas pelo ONS por cunho energético.** Essa proposta tem o viés de garantir que para os próximos 5 anos de planejamento não ocorra um efeito poluído e indique a necessidade de contratação de energia.

## Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Procedimental

- Foi incluída a descrição do processo de contingência dos modelos de otimização de médio e curto prazo para elaboração do PMO.

1.5.1. Na semana de elaboração do PMO, caso o ONS não obtenha os resultados do modelo de médio prazo, para o respectivo PMO, até as 06h00 da sexta-feira<sup>2</sup>, são utilizados os resultados do modelo de médio prazo mais recentes disponíveis.

1.5.1.1. Na ocorrência do previsto no item 1.5.1, os resultados do modelo de médio prazo, para o respectivo PMO, são considerados a partir da primeira revisão subsequente em que forem obtidos até as 06h00 da sexta-feira<sup>2</sup> da semana de elaboração da respectiva revisão

1.5.2. Caso o ONS não obtenha os resultados do modelo de curto prazo até as 12h00 de sexta-feira<sup>2</sup>, são utilizados os resultados válidos mais recentes disponíveis.

1.5.2.1. O ONS avalia, diariamente, se o modelo de curto prazo obteve os resultados atualizados da semana operativa atualmente em elaboração e, em caso positivo, os novos resultados são utilizados no modelo de curtíssimo prazo do próximo dia, desde que sejam respeitados os prazos relacionados à programação diárias.

1.5.3. O ONS comunica aos agentes sobre os eventuais acionamentos dos planos de contingência.

- Contribuição Abraceel CE/ONS:** Quando os modelos solar semi-horário e eólica semanal entrarem em operação, é importante a definição de um plano de contingência para casos em que ocorra indisponibilidade de dados, como por exemplo, de dados meteorológicos, de forma a garantir a previsibilidade aos agentes de quais dados serão utilizados. Por exemplo: utilização dos dados do dia anterior, média histórica etc.

# Módulo 1.4 – Atendimento

- Propostas de medidas de contingência associadas aos modelos NEWAVE e DECOMP.

3.69.1. Na hipótese de acionamento do plano de contingência no processamento dos modelos de médio ou curto prazos do Programa Mensal da Operação (PMO) ou do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética, conforme estabelecido em Módulos específicos dos Procedimentos de Rede, a CCEE deverá seguir a contingência adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em seus respectivos processos.

3.69.2. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo NEWAVE pela CCEE, até as 14 horas do último dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo, para o acoplamento com o modelo DECOMP, a CCEE utilizará os resultados da execução do modelo de médio prazo do PMO.

3.69.2.1. Caso a execução do modelo NEWAVE pela CCEE exceda ao prazo previsto no item 3.69.2 e a nova função de custo futuro seja obtida até as 14 horas do último dia útil que antecede a última semana operativa, a CCEE passará a utilizar esses resultados na semana operativa subsequente àquela em que os resultados foram obtidos.

3.69.3. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DECOMP pela CCEE, até as 17 horas do último dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo, para o acoplamento com o modelo DESSEM, a CCEE utilizará os resultados da execução do modelo de curto prazo do PMO.

3-68-3.69.3.1. Caso a execução do modelo DECOMP pela CCEE exceda ao prazo previsto no item 3.69.3 e a nova função de custo futuro seja obtida até as 17 horas do penúltimo dia da semana operativa, a CCEE passará a utilizar esses resultados no dia subsequente àquela em que os resultados foram obtidos.

~~3.68.1. Na hipótese de acionamento dos níveis associados à desabilitação do crossover e/ou do Unit Commitment das usinas termelétricas do plano de contingência no processamento do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética, conforme estabelecido em Módulo específico dos Procedimentos de Rede, o cálculo do PLD deverá seguir a contingência adotada no Programa Diário da Operação Eletroenergética.~~

3-68-2-3.69.4. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM pela CCEE, até as 20 horas do dia anterior a sua vigência, o cálculo do PLD deverá obedecer aos seguintes critérios de contingência:

3-68-2-1-3.69.4.1. Execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover.

3-68-2-2-3.69.4.2. Execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover e a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas.

3-68-2-3-3.69.4.3. Quando da impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover e a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas, o PLD deverá ser o CMO médio horário de cada submercado, respeitados os limites máximos e mínimo do PLD, caso o CMO proveniente do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética tenha sido publicado.-

## Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação – responsabilidades

- Alteração no horário de publicação do PDO, ONS sugere que o prazo da atividade seja acrescido de “ou até as 23hs” quando o Dessem for publicado após às 14h (originalmente o prazo é até as 21h). Além disso, acrescenta nota de rodapé para esclarecer que o prazo estabelecido para o PDO deve ser seguido desde que não comprometa a segurança do SIN visando o melhor produto para a sala de controle.

### Quadro 2 – Prazos para elaboração da programação diária eletroenergética (D-1)

	Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade
1	Envio ao ONS das ofertas de resposta da demanda no programa D-1 para a semana operativa seguinte	Agentes envolvidos	Até às 12h00 do penúltimo dia útil da semana anterior à efetivação da oferta	Semanal
2	Envio ao ONS das ofertas semanais de preço e restrições operativas para a prestação do serviço de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa	Agentes envolvidos	Até às 16h00 do penúltimo dia útil da semana anterior à semana de efetivação do despacho	Semanal
3	Envio ao ONS de dados informações necessárias para a programação diária da operação eletroenergética	Agentes envolvidos	Até às 10hA depender do agente de geração, conforme Quadro 3	Diária
4	Análise e consolidação de dados e informações, exceto previsão de carga	ONS	Até às 10h00min	Diária

13	Aprovação e estabelecimento do programa de geração final, elaboração do programa diário de operação eletroenergética	ONS	Até às 20h00min	Diária
134	Disponibilização do PDO aos agentes e às salas de controle da operação do tempo real <sup>1</sup>	ONS	Até às 21h00min ou até às 23h00min caso o item 8 seja publicado após as 14h00min	Diária

- Contribuição Abraceel CE/ONS:** É importante que o adendo "desde que não comprometa a segurança do SIN" não seja utilizado de forma a normalizar o atraso na disponibilização do PDO. Neste sentido, sugerimos a inserção de determinação nos PR de que o ONS deverá emitir relatório periódico (semanal ou mensal) indicando (i) todas as situações em que o PDO foi disponibilizado após as 21h, (ii) todas as situações que foi disponibilizado após as 23h e (iii) motivo para o atraso.

## Submódulo 4.7 – Atualização de Informações sobre Restrições Hidráulicas – responsabilidades

- Alteração do termo "restrições hidráulicas" para "condicionantes operativos hidráulicos" (COPHIs): a atualização do termo reflete a evolução tecnológica e metodológica, assegurando que a nomenclatura utilizada esteja alinhada com as práticas e tecnologias atuais.
- Inclusão de prerrogativa para o ONS poder incluir informações sobre condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos. Atualmente essa atribuição restringe-se ao agente responsável e eventualmente ao órgão ou entidade competente.

### 3. RESPONSABILIDADES

#### 3.1. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

- (a) Informar aos todos os agentes de geração os formatos, meios e prazos para o encaminhamento/envio de solicitações de inclusão ou de atualização de das informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes (IORs) condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos ao ONS.
- (b) Analisar as solicitações dos agentes de geração de inclusão ou de atualização das informações sobre restrições hidráulicas condicionantes operativos hidráulicos, com respectiva e as justificativas técnicas e documentação apresentadas e, se necessário, solicitar esclarecimentos e/ou documentações adicionais.
- (c) Informar aos agentes de geração, sempre que solicitado, o andamento da inclusão ou da atualização das informações encaminhadas.
- (d) Comunicar/Disponibilizar aos todos os agentes de geração, à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA a atualização das informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos.
- (e) Incluir e manter atualizadas as informações sobre restrições hidráulicas e IORs condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos.



# Caso Abiape

- Abiape apresentou questionamento interpretativo do conteúdo da REN 1.078/23, solicitando inclusão da temática na consulta pública.

*Observa-se que, em casos de alteração de restrições hidráulicas motivadas por decisão do CMSE, é necessária a análise do IBAMA junto ao agente responsável pela usina para que, somente após aprovação do órgão ambiental, o agente encaminhe o FSARH ao ONS e a restrição seja representada nos modelos.*

*Todavia, há questionamentos no seguinte sentido: a partir de qual evento deve ser conferida a publicidade aos agentes? Da publicização da decisão do CMSE? Do aceite pelo órgão ambiental responsável? Ou somente após o envio do FSARH?*

- REN 1078/23:

*Art. 24. Alterar o § 1º do art. 20 da Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:*

*“§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado e as informações que se enquadrem na antecedência de publicidade descritas a seguir:*

*I- Atualização de informação para o PMO que esteja em desacordo com o inciso IV do art. 5º, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021, ou resolução superveniente.*

*II- No caso da implementação das atualizações descritas abaixo, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:*

- a) Atualização excepcional em dado de entrada decorrente de autorização pelo CMSE;*
- b) Decisão por órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico até a data de realização do PMO anterior, previamente autorizada pelo CMSE; e*
- c) Definição ou atualização excepcional de restrição hidráulica promovida por órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, decidida até a data de realização do PMO anterior.”*

## Caso Abiape

- Aneel: “Sob os aspectos levantados pela Abiape, esclarece-se que as três alíneas do inciso II são independentes e refletem a competência pela decisão final. Na alínea a), por exemplo, a manifestação do CMSE é ação terminativa para sua própria implementação. Ou seja, não depende da autorização de outro órgão ou entidade para se viabilizar. Na b), a manifestação do CMSE não é a final e, posteriormente, ensejaria complementar autorização de órgão competente. Já na c) independe do CMSE e decorre de decisão única e exclusiva do órgão competente”;
- Aneel: “Nesse contexto, a publicidade aos agentes ocorre com a decisão do órgão ou entidade competente. No caso do item a), CMSE, item b), órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico e por fim, item c), órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos.”



***Detalhamento de todas as  
alterações propostas na CP Aneel 14***



# ***Procedimentos de Rede***

## Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos – Critérios

### 2. CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS

#### 2.3. Critérios para Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (PEN)

~~2.3.2.3~~ Nos estudos de médio prazo, para usinas térmicas simuladas individualmente, são consideradas reduções por manutenções programadas no primeiro ano civil do horizonte de estudo, definidas com base nos cronogramas informados pelos agentes de geração.

~~2.3.2.4~~ ~~2.3.2.3~~ Para os demais anos do horizonte de estudo, as reduções por manutenções programadas são obtidas a partir das taxas equivalentes de indisponibilidade programada da usina.

~~2.3.2.3.1~~ A declaração de manutenções programadas é opcional para o segundo ano do estudo, conforme Submódulo 3.3. Para as usinas que não tiverem cronograma declarado para o segundo ano de estudo, aplicam-se as taxas equivalentes conforme item 2.3.2.3.

~~2.3.2.5~~ Especificamente para o segundo ano do horizonte de estudo, os cronogramas de manutenção informados pelos agentes de geração são considerados preferencialmente, caso ocasionem impactos significativos ao SIN e à operação energética.

~~2.3.2.6~~ ~~2.3.2.4~~ Na determinação das disponibilidades máximas dos aproveitamentos hidráulicos são consideradas Caso o modelo computacional não esteja apto a representar as reduções por manutenções programadas com base nos cronogramas informados pelos agentes para as usinas hidroelétricas simuladas individualmente, as reduções por manutenções programadas são obtidas a partir decorrentes das taxas equivalentes de indisponibilidade programada da usina em todo o horizonte de estudo.

#### 2.4. Critérios para Programação Mensal da Operação Energética (PMO)

~~2.4.1.1~~ Para determinação da disponibilidade máxima dos aproveitamentos no contexto do modelo de curto prazo, a disponibilidade das usinas geradoras hidráulicas e térmicas é calculada a partir das informações dos agentes de geração e é determinística para o mês do PMO e são consideradas as reduções por manutenções programadas de acordo com cronograma informado pelo agente de geração.

~~2.4.1.2~~ Para fins de PMO, no modelo de otimização energética de médio prazo, as declarações de cronograma de manutenções para usinas termoelétricas serão consideradas somente nos dois primeiros anos civis e as taxas equivalentes de indisponibilidade programa a partir do terceiro ano, conforme descrito no item 2.3.2.3.

## Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos - Operacional

- ONS propõe criação de novo submódulo operacional para descrever metodologias de centrais geradoras não simuladas individualmente.
- Qualquer alteração nos documentos operacionais dos PR passa por realização de consulta externa aos agentes e posterior aprovação pela Diretoria do ONS.
- Inclusão do Anexo A com os principais dados de entrada utilizados nos modelos de otimização NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Este anexo fornece informações detalhadas sobre a periodicidade de atualização, o horizonte passível de atualização e as referências dos submódulos dos Procedimentos de Rede que detalham o processo.

Tabela 1 – Dados de entrada dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

ID	Procedimentos de Rede	Dado de entrada <sup>1</sup>	Origem	PLAN, PMO (NEWAVE)		PMO, Revisão semanal PMO (DECOMP)		Formação do CMO semi-horário (DESSEM)	
				Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)	Periodicidade de atualização	Vigência do Dado (horizonte)
001	3.3; 3.5	Carga global de energia - Dados Previstos (PLAN)	ONS, EPE, CCEE	Quadrimestral	até o final do horizonte do modelo	Não utilizado	Não utilizado	Não utilizado	Não utilizado
002	4.3; 4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (PMO)	ONS, CCEE	Mensal	até o final do horizonte do modelo de curto prazo	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Não utilizado	Não utilizado
003	4.3; 4.4	Carga global de energia - Dados Previstos (Revisão semanal PMO e Formação do CMO semi-horário)	ONS	Não utilizado	Não utilizado	Semanal	Até a última semana operativa do 1º mês de estudo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada
004	1.2; 2.4; 3.3; 3.8; 4.3; 4.5; 4.6; 4.7; 7.7; 6.18	Dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos	Poder Concedente, ANEEL, Agentes, ONS	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Mensal	Até o final do horizonte do modelo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada
005	2.4; 3.3; 4.3; 4.5; 7.7; 6.18	Enchimento do Volume Morto de novos reservatórios	DPME, ANEEL, Agentes	Mensal	até o final do horizonte do modelo	Semanal	Até o final do horizonte do modelo	Diária	Até o final da semana operativa que estiver sendo programada

- **Contribuição Abraceel CE/ONS:** A tabela não deveria ficar em um submódulo operacional. Como ela tem impacto significativo na interpretação da Resolução CNPE 22/21 (e, portanto, de como determinados aspectos serão considerados em preços), entendemos que eventual alteração da tabela deve passar por CP da Aneel.
- Metodologia para Centrais Geradoras de MMGD: Realocação do conteúdo relacionado ao horizonte de médio prazo para este Submódulo (anteriormente constava no submódulo 3.3).

## Submódulo 2.4 – Critérios para Estudos Energéticos e Hidrológicos – Operacional

- Atualmente a metodologia referente à representação de UNSI está definida na REN 1032/22, porém a alteração realizada pela REN 1078/23, exclui o detalhamento da metodologia e permite seu tratamento em PR, mediante processo de participação pública.
- Em que pese a REN 1078/23 ter início da vigência em 5 de junho de 2024, as alterações metodológicas em relação ao atualmente praticado dependem da aprovação dos Procedimentos de Rede. Até a aprovação dos Procedimentos de Rede, o ONS deve continuar seguindo o que é praticado atualmente.
- **Contribuição Abraceel CE/ONS:** problema do constrained-off de usinas eólicas “contaminando” os fatores de capacidade
  - Atualmente, a metodologia presente nos Procedimentos de Rede para representação das usinas não simuladas considera a média histórica dos últimos 5 anos da geração líquida. Porém, um dos problemas de utilizar esse critério se dá pelo fato de que em cenários que ocorrem **restrições operativas**, ou seja, aquelas que não são restrições técnicas da usina, **o modelo identifica que possui uma geração a menor**, ao invés de considerar para o futuro a energia que de fato está disponibilizada, apesar do Operador ter escolhido restringi-la.
  - Nos últimos anos, tem acontecido situações de constrained-off, por isso, sugerimos que a metodologia a ser utilizada seja a geração recomposta, considerando os dados de constrained off já elaborados pelo ONS. **Assim, é apresentado o valor real de disponibilidade energética para o modelo sem as restrições definidas pelo ONS por cunho energético.** Essa proposta tem o viés de garantir que para os próximos 5 anos de planejamento não ocorra um efeito poluído e indique a necessidade de contratação de energia.

## Submódulo 3.3 – Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo – Responsabilidades

- Nas responsabilidades dos agentes de geração foi incluída a necessidade de encaminhamento de justificativas para o caso de alteração dos dados em relação aos vigentes.

### 3.2. Agentes de geração<sup>1</sup>

- (a) Encaminhar ao ONS, nos formatos, meios e prazos estabelecidos, os dados necessários para a realização dos estudos de planejamento da operação energética do SIN, acompanhados de justificativa técnica sempre que alterados em relação às informações encaminhadas anteriormente vigentes.

- Foi alterada a atividade de reunião do escopo dos estudos, mantendo a disponibilização do termo de referência.

Quadro 1 – Prazos para a realização dos estudos de planejamento da operação energética para a elaboração do PEN

Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade	Horizonte
1 Envio de dados necessários aos estudos de planejamento da operação energética para a elaboração do PEN	Agentes de geração, <u>importação, exportação e comercialização</u> de Itaipu Binacional	31 de março	Anual	56 meses a partir de maio do 1º ano do estudo
2 <u>Apresentação</u> <u>Disponibilização</u> do escopo do estudo aos agentes envolvidos	ONS	Segunda quinzena do mês de abril	Anual	-

- Proposta Abraceel CE/ONS:** Manter apresentação.



## Submódulo 3.3 – Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo – Procedimental

### 1. REALIZAÇÃO DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO PRAZO PARA A ELABORAÇÃO DO PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

#### 1.1. Obtenção de dados e informações

- Alteração no texto relacionado ao encaminhamento de informação à Aneel no caso de alterações das informações vigentes de geração máxima mensal e inflexibilidades de usinas termelétricas, substituindo o referido encaminhamento por disponibilização pública.

1.1.4.1. O ONS ~~informa à ANEEL~~ disponibiliza publicamente, com as devidas justificativas técnicas dadas pelo agente, nos casos de alterações nas informações vigentes de CVU, geração máxima mensal de energia, e inflexibilidades de usinas termoeletricas e montantes mínimos ou máximos disponíveis para importação ou exportação.

- **Sugestão da Abraceel na CE/ONS:** Não suprimir o CVU da redação.
- Alteração da “apresentação” para “disponibilização” das premissas e do escopo do estudo.

#### 1.3. ~~Disponibilização~~ Apresentação das premissas e do escopo do estudo

1.3.1. O ONS disponibiliza apresenta aos agentes envolvidos o escopo do estudo para a elaboração do PEN e as premissas do cenário de referência e dos cenários e/ou casos de sensibilidade.

- **Sugestão Abraceel na CE/ONS:** manter “apresentação”.

## Submódulo 3.3 – Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo – Procedimental

### 1.5. Análise e apresentação dos resultados

1.5.1. Com base nos resultados fornecidos pelos modelos de otimização e simulação da operação do SIN, ONS efetua análises conjunturais e estruturais para avaliação das condições de atendimento, que contemplam:

#### 1.5.2.

- (a) evolução dos níveis de armazenamento do sistema;
- (b) estimativas de geração térmica;
- (c) estimativas de evolução dos custos marginais de operação;
- ~~(d) riscos de não atendimento à carga de energia;~~
- ~~(e)~~(d) análise das interligações;
- (e) balanços estáticos de energia e demanda;
- (f) atendimento aos critérios de suprimento vigentes;
- (g) impactos nas condições de atendimento observados nos cenários e/ou casos de sensibilidade; e
- (h) outras informações que forem julgadas pertinentes para avaliar as condições de atendimento ao mercado.

### 1.6 Elaboração e disponibilização do PEN

1.6.2. O PEN apresenta:

(a) informações básicas consideradas nos estudos:

- (1) dados e informações obtidos conforme item 1.1-1.1.1. e Anexo A deste submódulo;
- (2) dados e informações obtidos dos agentes envolvidos<sup>3</sup>, conforme item 1.1.3;
- ~~(3)~~(2) escopo do estudo e premissas do cenário de referência e de eventuais cenários e/ou casos de sensibilidade, conforme item 1.3.1. deste submódulo; e
- ~~(4)~~(3) modelagem adotada para as interligações internacionais, conforme item 1.1.1-1.4.6.

(b) os seguintes resultados, no mínimo:

- (1) análise dos custos marginais de operação;
- (2) análise de congestionamento nas interligações;
- ~~(3)~~ riscos de não atendimento à carga de energia, com análise da profundidade e duração dos déficits associados;
- ~~(4)~~ estimativas dos montantes de intercâmbios internacionais;
- ~~(5)~~(3) estimativas dos montantes de intercâmbios entre subsistemas;
- ~~(6)~~(4) estimativas de geração térmica;
- ~~(7)~~(5) evolução do armazenamento dos subsistemas;
- ~~(8)~~ balanço de energia;
- ~~(9)~~(6) balanço de demanda;
- ~~(10)~~(7) recomendações sobre a necessidade de capacidade instalada adicional para atendimento à carga de demanda;
- ~~(11)~~(8) informações sobre a necessidade de oferta adicional de energia, de antecipação ou de reforço nas interligações e recomendações de providências a serem tomadas para adequar os resultados aos padrões; e
- ~~(12)~~(9) impactos nas condições de atendimento observados nos cenários e/ou casos de sensibilidade.

- **Sugestão Abraceel na CE/ONS:** manter todos os itens.

## Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Responsabilidades

- Alterações de texto para especificar a periodicidade semanal das revisões do PMO, considerando que a REN 1078/23 define o processo do modelo de curtíssimo prazo como revisão diária do PMO.
- Foi realizada uma reorganização dos quadros de prazos do Submódulo 4.3 para melhor esclarecimento dos processos relacionados ao PMO. Foram separadas as atividades associadas ao modelo de otimização de médio prazo, cujo horizonte de estudo se estende para 60 meses à frente, e ao modelo de curto prazo cujo horizonte de estudos é de 2 meses à frente.
- Proposta de alteração de prazo de 2 atividades referentes à revisão semanal do PMO. Postergação da atividade 2, de 10h para 14h, é de responsabilidade dos agentes envolvidos e a antecipação da atividade 5, de 18h para 12h, é de responsabilidade do ONS.
- Contribuição Abraceel na CE/ONS:** adequar procedimento para os casos em que a data definida for feriado ou ponto facultativo. Até às XXh do dia YY da semana de elaboração da revisão ou dia útil anterior.

Quadro 32 - Prazos para a elaboração de revisão semanal do PMO

Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade	Horizonte
1 Envio das informações necessárias às revisões semanais do PMO	Agentes envolvidos	Até às 11h00min do dia útil que antecede a quinta-feira da semana de elaboração da revisão	Semanal	Até o final do segundo mês do estudo
2 Envio de retificações de dados para as revisões semanais do PMO	Agentes envolvidos	Até às 10h00min do dia da quinta-feira da semana de elaboração da revisão	Quando necessário, semanal	Até o final do segundo mês do estudo
3 Disponibilização dos arquivos de dados preliminares das revisões semanais, conforme [1]	ONS	Até às 10h00 da sexta-feira da semana de elaboração da revisão	Semanal	2 meses à frente, referente ao modelo de otimização de curto prazo
4 Disponibilização da base de dados do modelo de curto prazo à CCEE	ONS	Conforme Acordo Operativo entre as instituições	Semanal	Até o final do segundo mês do estudo
3 Disponibilização da base de dados do modelo de curto prazo aos agentes	ONS	Até às 18 horas do dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo	Semanal	Até o final do segundo mês do estudo
5,4 Disponibilização da base de dados do modelo de curto prazo aos agentes Disponibilização da revisão semanal do PMO	ONS	Até às 12h00 da sexta-feira da semana de elaboração da revisão. Até às 18 horas do dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo	Semanal	Até o final do segundo mês do estudo
5 Disponibilização da base de dados do modelo de curto prazo à CCEE	ONS	Conforme Acordo Operativo entre as instituições	Semanal	Até o final do segundo mês do estudo

## Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Procedimental

- Alteração do processo de atualização dos limites elétricos: o objetivo é possibilitar a atualização dos limites durante suas revisões semanais nos casos de entrada em operação de novos equipamentos, aumentando a correspondência entre os modelos energéticos e a operação do sistema.

1.1.2. O ONS considera os seguintes dados e informações, obtidos de outros processos da cadeia de planejamento, para elaboração do PMO e suas revisões semanais:

(f) limites elétricos de transmissão entre subsistemas

(4) Caso ocorra a entrada em operação de empreendimento de transmissão que altere os limites de transmissão durante o primeiro mês do modelo de otimização de curto prazo, as alterações de limites serão aplicadas no modelo de otimização de curto prazo na revisão semanal seguinte, de acordo com as informações disponibilizadas previamente no relatório mensal, conforme o Submódulo 2.4.

(5) Os limites de transmissão definidos pelos estudos de planejamento elétrico de médio prazo, que ocorrem conforme periodicidade descrita no Submódulo 2.4 (Operacional), são atualizados no PMO seguinte caso a antecipação de entrada em operação de empreendimentos da transmissão seja alterada para o primeiro ou segundo mês do modelo de otimização de curto prazo e que esta alteração implique em mudanças nos limites da primeira configuração de transmissão definida no relatório de limites de médio prazo vigente.

## Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Procedimental

- Foi incluída a descrição do processo de contingência dos modelos de otimização de médio e curto prazo para elaboração do PMO.

1.5.1. Na semana de elaboração do PMO, caso o ONS não obtenha os resultados do modelo de médio prazo, para o respectivo PMO, até as 06h00 da sexta-feira<sup>2</sup>, são utilizados os resultados do modelo de médio prazo mais recentes disponíveis.

1.5.1.1. Na ocorrência do previsto no item 1.5.1, os resultados do modelo de médio prazo, para o respectivo PMO, são considerados a partir da primeira revisão subsequente em que forem obtidos até as 06h00 da sexta-feira<sup>2</sup> da semana de elaboração da respectiva revisão

1.5.2. Caso o ONS não obtenha os resultados do modelo de curto prazo até as 12h00 de sexta-feira<sup>2</sup>, são utilizados os resultados válidos mais recentes disponíveis.

1.5.2.1. O ONS avalia, diariamente, se o modelo de curto prazo obteve os resultados atualizados da semana operativa atualmente em elaboração e, em caso positivo, os novos resultados são utilizados no modelo de curtíssimo prazo do próximo dia, desde que sejam respeitados os prazos relacionados à programação diárias.

1.5.3. O ONS comunica aos agentes sobre os eventuais acionamentos dos planos de contingência.

- Contribuição Abraceel CE/ONS:** Quando os modelos solar semi-horário e eólica semanal entrarem em operação, é importante a definição de um plano de contingência para casos em que ocorra indisponibilidade de dados, como por exemplo, de dados meteorológicos, de forma a garantir a previsibilidade aos agentes de quais dados serão utilizados. Por exemplo: utilização dos dados do dia anterior, média histórica etc.

## Submódulo 4.3 – Programação Mensal da Operação Energética – Procedimental

ANEXO A - Informações encaminhadas pelos agentes envolvidos para a elaboração do PMO e suas revisões semanais<sup>3</sup>

### A.1. Agentes de geração

- (a) cronograma atualizado de manutenção de equipamentos, com identificação da usina, da unidade geradora e sua potência nominal, do dia, mês e hora de início e fim da manutenção e do motivo de sua realização;
- ~~(b) cronograma atualizado de enchimento do volume morto de novos reservatórios, com indicação de armazenamento inicial, em hm<sup>3</sup>, da taxa média de enchimento ou da defluência mínima de reservatório, em m<sup>3</sup>/s, para cada semana operativa do período de estudo;~~
- ~~(c)~~(b) armazenamentos previstos dos reservatórios para as 00h00min do primeiro dia da semana operativa do período de estudo, expressos em percentuais de seus volumes úteis;
- ~~(d)~~(c) valores de geração mínima inflexibilidade por patamar de carga, em MW<sub>med</sub>, das usinas termoeletricas [4];
- ~~(e)~~(d) disponibilidade líquida, em MW<sub>med</sub>, por patamar de carga, das usinas termoeletricas, já ~~des~~ consideradas as indisponibilidades decorrentes de manutenções manutenção e restrições operativas;
- ~~(f) inflexibilidade de geração, em MW<sub>med</sub>, por patamar de carga, das usinas termoeletricas, conforme [4] Resolução Normativa ANEEL nº 614, de 03 de junho de 2014;~~

- **Contribuição Abraceel CE/ONS:** manter o item b.

## Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação – responsabilidades

- Alteração no horário de publicação do PDO, ONS sugere que o prazo da atividade seja acrescido de “ou até as 23hs” quando o Dessem for publicado após às 14h (originalmente o prazo é até as 21h). Além disso, acrescenta nota de rodapé para esclarecer que o prazo estabelecido para o PDO deve ser seguido desde que não comprometa a segurança do SIN visando o melhor produto para a sala de controle.

### Quadro 2 – Prazos para elaboração da programação diária eletroenergética (D-1)

	Atividade	Responsável	Prazo	Periodicidade
1	Envio ao ONS das ofertas de resposta da demanda no programa D-1 para a semana operativa seguinte	Agentes envolvidos	Até às 12h00 do penúltimo dia útil da semana anterior à efetivação da oferta	Semanal
2	Envio ao ONS das ofertas semanais de preço e restrições operativas para a prestação do serviço de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa	Agentes envolvidos	Até às 16h00 do penúltimo dia útil da semana anterior à semana de efetivação do despacho	Semanal
3	Envio ao ONS de dados informações necessárias para a programação diária da operação eletroenergética	Agentes envolvidos	Até às 10hA depender do agente de geração, conforme Quadro 3	Diária
4	Análise e consolidação de dados e informações, exceto previsão de carga	ONS	Até às 10h00min	Diária

13	Aprovação e estabelecimento do programa de geração final, elaboração do programa diário de operação eletroenergética	ONS	Até às 20h00min	Diária
134	Disponibilização do PDO aos agentes e às salas de controle da operação do tempo real <sup>1</sup>	ONS	Até às 21h00min ou até às 23h00min caso o item 8 seja publicado após as 14h00min	Diária

- Contribuição Abraceel CE/ONS:** É importante que o adendo "desde que não comprometa a segurança do SIN" não seja utilizado de forma a normalizar o atraso na disponibilização do PDO. Neste sentido, sugerimos a inserção de determinação nos PR de que o ONS deverá emitir relatório periódico (semanal ou mensal) indicando (i) todas as situações em que o PDO foi disponibilizado após as 21h, (ii) todas as situações que foi disponibilizado após as 23h e (iii) motivo para o atraso.

## Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação – Procedimental

- Esclarecimento da periodicidade de atualização dos dados de *unit commitment* térmico a serem encaminhados pelos agentes.

### ANEXO A

#### A.2. Agentes de geração termelétrica

##### A.2.1. Informar diariamente os seguintes dados e informações integrantes do cadastro de representação do *unit commitment* por configuração:

- (a) cronograma atualizado de manutenção dos equipamentos de geração, com identificação da usina, da unidade geradora e sua potência nominal, da causa, do dia e da hora de início e fim da manutenção e do tempo de retorno em caso de necessidade do SIN, disponibilizadas no processo de elaboração do programa de intervenções, estabelecido no Submódulo 4.2, que deverá estar em acordo com as informações registradas no SGI;
- (b) restrições operativas das usinas que limitem a disponibilidade de potência das unidades geradoras, com indicação de suas causas e do período de vigência;
- (c) programas de geração inflexível das usinas termelétricas, em intervalos de 30 minutos, e os motivos associados;
- (d) configurações de unidades geradoras termelétricas sincronizadas que poderão ser consideradas para atendimento do despacho térmico ao longo do dia;
- (d) tempo necessário para o sincronismo de unidades termelétricas que estejam desligadas;
- (e) rampa de acionamento tomada e desligamento redução de carga das usinas termelétricas, para cada configuração de unidades geradoras informada no item A.2. (a)-(e);
- (f) número permitido, ao longo do dia, de variações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa;
- (g) trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa;

##### A.2.2. Informar anualmente os seguintes dados e informações integrantes do cadastro de representação do *unit commitment* por configuração:

- (a) geração mínima e máxima;
- (b) tempo mínimo de permanência na condição ligado (T-ON);
- (c) tempo mínimo de permanência na condição desligado (T-OFF);
- (d) rampas de acionamento considerando tempo para sincronismo<sup>2</sup> de unidades termelétricas que estejam desligadas; tempo necessário para o sincronismo de unidades termelétricas que estejam desligadas<sup>2</sup>;
- (d)(e) rampa de desligamento das unidades termelétricas tomada e redução de carga das usinas termelétricas, para cada configuração de unidades informada no item 0(d);
- (f) restrição de geração máxima ou mínima e número máximo permitido, ao longo do dia, de variações oscilações da geração do valor máximo para o mínimo da faixa operativa permitida, e vice-versa; e
- (e)(g) rampas de tomada (R-UP) e alívio de carga (R-DOWN); e
- (f) rampas de transição entre equivalentes trajetórias de redução e elevação da geração dentro da faixa operativa.



## Submódulo 4.7 – Atualização de Informações sobre Restrições Hidráulicas – responsabilidades

- Alteração do termo "restrições hidráulicas" para "condicionantes operativos hidráulicos" (COPHIs): a atualização do termo reflete a evolução tecnológica e metodológica, assegurando que a nomenclatura utilizada esteja alinhada com as práticas e tecnologias atuais.
- Inclusão de prerrogativa para o ONS poder incluir informações sobre condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos. Atualmente essa atribuição restringe-se ao agente responsável e eventualmente ao órgão ou entidade competente.

### 3. RESPONSABILIDADES

#### 3.1. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

- (a) Informar aos todos os agentes de geração os formatos, meios e prazos para o encaminhamento/envio de solicitações de inclusão ou de atualização de das informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes (IORs) condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos ao ONS.
- (b) Analisar as solicitações dos agentes de geração de inclusão ou de atualização das informações sobre restrições hidráulicas condicionantes operativos hidráulicos, com respectiva e as justificativas técnicas e documentação apresentadas e, se necessário, solicitar esclarecimentos e/ou documentações adicionais.
- (c) Informar aos agentes de geração, sempre que solicitado, o andamento da inclusão ou da atualização das informações encaminhadas.
- (d) Comunicar/Disponibilizar aos todos os agentes de geração, à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA a atualização das informações sobre restrições hidráulicas e informações operativas relevantes condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos.
- (e) Incluir e manter atualizadas as informações sobre restrições hidráulicas e IORs condicionantes operativos hidráulicos dos aproveitamentos hidroelétricos.

## Submódulo 4.7 – Atualização de Informações sobre Restrições Hidráulicas – responsabilidades

- Revisão no formato do quadro de prazos e a substituição da obrigação de comunicação da atualização das informações desse submódulo, por sua disponibilização aos interessados.

Quadro 1 - Prazos para **inclusão ou atualização das informações sobre restrições hidráulicas e IORs condicionantes operativos hidráulicos** dos aproveitamentos hidroelétricos

Atividade	Responsável	Prazo
1 Solicitação ao ONS de <b>alteração, inclusão ou de atualização de</b> informações sobre <b>restrições hidráulicas e informações operativas relevantes condicionantes operativos hidráulicos</b> dos aproveitamentos hidroelétricos	Agentes de geração	Sob demanda
2 <b>Início da</b> análise das solicitações de <b>inclusão ou de alteração de</b> informações sobre <b>restrições hidráulicas e informações operativas relevantes condicionantes operativos hidráulicos</b> dos aproveitamentos hidroelétricos <b>e implementação das atualizações</b>	ONS	1 dia útil após o recebimento das solicitações <sup>(1)</sup>

Atividade	Responsável	Prazo
3 <b>Comunicação</b> <b>Disponibilização</b> aos agentes envolvidos sobre as atualizações implementadas <b>implementação de inclusão ou de atualizações de condicionantes operativos hidráulicos existentes, declarados pelos agentes e/ou pelo ONS</b>	ONS	1 dia útil após a implementação <b>Assim que aceito pelo ONS</b>
4 <b>Disponibilização do</b> <b>inventário de Restrições Hidráulicas e de Informações Operativas Relevantes condicionantes operativos hidráulicos</b> dos aproveitamentos hidroelétricos atualizado	ONS	1 dia útil após a <b>implementação da atualização</b> <b>A qualquer tempo</b> <sup>(2)</sup>
5 <b>Elaboração e encaminhamento</b> <b>disponibilização</b> de parecer técnico sobre a solicitação de <b>inclusão ou de atualização de restrições hidráulicas condicionantes operativos hidráulicos</b>	ONS	25 dias úteis após o recebimento das solicitações



# ***Regras e Procedimentos de Comercialização***

# Módulo 00 – Preço de Liquidação das Diferenças

- Esclarecimento referente a atualização das informações utilizadas nos dados de entrada dos modelos computacionais:

8. Com relação à atualização dos dados de entrada para o cálculo do PLD, **não** são consideradas as atualizações de informações que estejam em desacordo com a periodicidade necessária para a elaboração do PMO e de suas revisões definida em Procedimentos de Rede do ONS.
9. Desse modo, para utilização no cálculo do PLD de informação que esteja em desacordo com a periodicidade definida em Procedimento de Rede do ONS, bem como no caso da implementação das atualizações descritas abaixo, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:
  - i. Atualização excepcional em dado de entrada decorrente de autorização pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
  - ii. Decisão por órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico até a data de realização do PMO anterior, previamente autorizada pelo CMSE; e
  - iii. Definição ou atualização excepcional de restrição hidráulica promovida por órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, decidida até a data de realização do PMO anterior.

## Módulo 1.4 – Atendimento

- Esclarece que utilizará o valor do CVU declarado pelo agente termelétrico diretamente ao ONS, pois já é um dado a ser enviado pelo operador à Câmara, não sendo necessária a declaração do referido valor à CCEE.

3.72. Caso o agente de geração termelétrico opte por declarar o Custo Variável Unitário – CVU inferior ao atualizado pela CCEE ou aprovado pela ANEEL, nos termos da regulamentação vigente, tal declaração deve ser realizada pelo referido agente diretamente ao ONS conforme Módulos específicos dos Procedimentos de Rede.

3.72.1. A CCEE utilizará o valor do CVU declarado pelo agente termelétrico ao ONS, nos termos das Regras de Comercialização.

- Propostas de medidas de contingência associadas aos modelos NEWAVE e DECOMP.

# Módulo 1.4 – Atendimento

3.69.1. Na hipótese de acionamento do plano de contingência no processamento dos modelos de médio ou curto prazos do Programa Mensal da Operação (PMO) ou do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética, conforme estabelecido em Módulos específicos dos Procedimentos de Rede, a CCEE deverá seguir a contingência adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em seus respectivos processos.

3.69.2. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo NEWAVE pela CCEE, até as 14 horas do último dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo, para o acoplamento com o modelo DECOMP, a CCEE utilizará os resultados da execução do modelo de médio prazo do PMO.

3.69.2.1. Caso a execução do modelo NEWAVE pela CCEE exceda ao prazo previsto no item 3.69.2 e a nova função de custo futuro seja obtida até as 14 horas do último dia útil que antecede a última semana operativa, a CCEE passará a utilizar esses resultados na semana operativa subsequente àquela em que os resultados foram obtidos.

3.69.3. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DECOMP pela CCEE, até as 17 horas do último dia útil que antecede a primeira semana operativa do estudo, para o acoplamento com o modelo DESSEM, a CCEE utilizará os resultados da execução do modelo de curto prazo do PMO.

3.68-3.69.3.1. Caso a execução do modelo DECOMP pela CCEE exceda ao prazo previsto no item 3.69.3 e a nova função de custo futuro seja obtida até as 17 horas do penúltimo dia da semana operativa, a CCEE passará a utilizar esses resultados no dia subsequente àquela em que os resultados foram obtidos.

~~3.68.1. Na hipótese de acionamento dos níveis associados à desabilitação do crossover e/ou do Unit Commitment das usinas termelétricas do plano de contingência no processamento do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética, conforme estabelecido em Módulo específico dos Procedimentos de Rede, o cálculo do PLD deverá seguir a contingência adotada no Programa Diário da Operação Eletroenergética.~~

~~3.68.2-3.69.4. Na impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM pela CCEE, até as 20 horas do dia anterior a sua vigência, o cálculo do PLD deverá obedecer aos seguintes critérios de contingência:~~

~~3.68.2-1-3.69.4.1. Execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover.~~

~~3.68.2-2-3.69.4.2. Execução do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover e a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas.~~

~~3.68.2-3-3.69.4.3. Quando da impossibilidade da obtenção dos resultados do modelo DESSEM desabilitando o algoritmo crossover e a representação do Unit Commitment das usinas termelétricas, o PLD deverá ser o CMO médio horário de cada submercado, respeitados os limites máximos e mínimo do PLD, caso o CMO proveniente do modelo DESSEM do Programa Diário da Operação Eletroenergética tenha sido publicado.~~



# ***Caso Abiape***

# Caso Abiape

- Abiape apresentou questionamento interpretativo do conteúdo da REN 1.078/23, solicitando inclusão da temática na consulta pública.

*Observa-se que, em casos de alteração de restrições hidráulicas motivadas por decisão do CMSE, é necessária a análise do IBAMA junto ao agente responsável pela usina para que, somente após aprovação do órgão ambiental, o agente encaminhe o FSARH ao ONS e a restrição seja representada nos modelos.*

*Todavia, há questionamentos no seguinte sentido: a partir de qual evento deve ser conferida a publicidade aos agentes? Da publicização da decisão do CMSE? Do aceite pelo órgão ambiental responsável? Ou somente após o envio do FSARH?*

- REN 1078/23:

*Art. 24. Alterar o § 1º do art. 20 da Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:*

*“§ 1º Para a formação do PLD, a CCEE deverá utilizar os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS para elaboração do PMO e revisões, desconsiderando-se as restrições elétricas internas a cada submercado e as informações que se enquadrem na antecedência de publicidade descritas a seguir:*

*I- Atualização de informação para o PMO que esteja em desacordo com o inciso IV do art. 5º, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021, ou resolução superveniente.*

*II- No caso da implementação das atualizações descritas abaixo, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO:*

- a) Atualização excepcional em dado de entrada decorrente de autorização pelo CMSE;*
- b) Decisão por órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico até a data de realização do PMO anterior, previamente autorizada pelo CMSE; e*
- c) Definição ou atualização excepcional de restrição hidráulica promovida por órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos, decidida até a data de realização do PMO anterior.”*



## Caso Abiape

- Aneel: “Sob os aspectos levantados pela Abiape, esclarece-se que as três alíneas do inciso II são independentes e refletem a competência pela decisão final. Na alínea a), por exemplo, a manifestação do CMSE é ação terminativa para sua própria implementação. Ou seja, não depende da autorização de outro órgão ou entidade para se viabilizar. Na b), a manifestação do CMSE não é a final e, posteriormente, ensejaria complementar autorização de órgão competente. Já na c) independe do CMSE e decorre de decisão única e exclusiva do órgão competente”;
- Aneel: “Nesse contexto, a publicidade aos agentes ocorre com a decisão do órgão ou entidade competente. No caso do item a), CMSE, item b), órgão ou instituição competente interna ou externa ao setor elétrico e por fim, item c), órgão competente de licenciamento ambiental ou outorga de recursos hídricos.”

# Obrigada!

Fale conosco em:

[www.abraceel.com.br](http://www.abraceel.com.br)

[abraceel@abraceel.com.br](mailto:abraceel@abraceel.com.br)

