MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 34/2022/DPE/SPE

PROCESSO Nº 48360.000051/2022-92

INTERESSADO: EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA - EPE, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, SECRETARIA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO - SPE

1. **ASSUNTO**

1.1. **Abertura de Consulta Pública para Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN.**

2. **REFERÊNCIAS**

2.1. Processo nº 48360.000051/2022-92.

3. **INTRODUÇÃO**

3.1. A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar a proposta de configuração de referência, as premissas, a metodologia e o critério detalhados no Relatório elaborado pelos representantes da Empresa de Pesquisa Energética e do Ministério de Minas e Energia, que define a abrangência da revisão ordinária de garantia física de energia a ser realizada em 2022 para início de vigência em 01 de janeiro de 2023.

3.2. Acompanham esta Nota Técnica:

a) Relatório "*Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN*", de 15 de março de 2022 (SEI nº 0605104);

b) Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-011/2022-r0 - ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Benefícios Indiretos Vigentes das Usinas Hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, de 25 de fevereiro de 2022 (SEI nº 0600772); e

c) Minuta Interna 0602567.

3.3. **Base Legal**

3.3.1. A *Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998*, determinou que passasse a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados determinadas condições de transição.

3.3.2. Tendo em vista o disposto na Lei nº 9.648/1998, em 2 de julho de 1998, foi editado o *Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998*, que regulamenta, entre outras matérias, a revisão ordinária de garantia física de energia de UHEs. O referido Decreto, em seu art. 21, dispõe:

> "Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.
>
> § 1º (Revogado pelo Decreto nº 5.287, de 2004)
>
> § 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.
>
> § 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.
>
> § 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.
>
> § 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.
>
> § 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL."

3.3.3. Segundo esse Decreto, será atribuído a cada usina hidrelétrica um valor de garantia física de energia[1], que corresponde ao limite máximo empregado na contratação de energia. Além disso, o Decreto nº 2.655/1998 afirma que esse montante será revisto a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes.

3.3.4. A revisão que deve ocorrer a cada cinco anos é denominada Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia. Já a revisão, que tem por base fatos relevantes, é conhecida como Revisão Extraordinária de Garantia Física de Energia[2].

---

[1] Atualmente, o termo "*energia assegurada*" referido no Decreto nº 2.655/1998 é designado como garantia física de energia, em razão do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

[2] Os critérios, procedimentos e diretrizes para a revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia das UHEs estão definidos na *Portaria MME nº 406, de 16 de outubro de 2017*, que revogou a Portaria MME nº 861/2010.

3.3.5. Adicionalmente, o Decreto nº 2.655/1998 determina que, para as usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, as reduções de garantia física de energia devem ser limitadas em cinco por cento do valor estabelecido na última revisão e em dez por cento da sua garantia física originalmente estabelecida.

3.3.6. Cumpre mencionar que a obrigação do poder concedente de estabelecer a energia assegurada e os respaldos físicos para a contratação de energia elétrica foi preceituada no art. 1º, inciso X, da *Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004*, que estabelece que seu regulamento deverá dispor sobre os critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

3.3.7. A Lei nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e que altera outros dispositivos legais, disciplina que:

> "Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:
>
> (...)
>
> VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;
>
> IX - limites de contratação vinculados a instalações de geração ou à importação de energia elétrica, mediante critérios de garantia de suprimento;
>
> X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e
>
> (...)
>
> § 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.
>
> (...)"

3.3.8. A referida Lei estabelece que o CNPE deverá definir os critérios gerais para garantir o suprimento de energia elétrica, que deverão ser adotados no cálculo das garantias físicas de energia dos empreendimentos de geração.

3.3.9. O *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004*, que regulamentou a Lei nº 10.848/2004, estabelece que ao comercializar energia, seja no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, seja no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o empreendimento de geração de energia elétrica deverá dispor de lastro de garantia física, cabendo ao Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, definir os procedimentos e metodologias para a realização desse cálculo pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Assim diz o Decreto:

> "(...)
>
> Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:
>
> I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;
>
> (...)
>
> § 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do caput será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.
>
> § 2º A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.
>
> (...)
>
> Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.
>
> § 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento.
>
> (...)"

3.3.10. Tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º do Decreto nº 5.163/2004, foi publicada a *Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004*. Essa Portaria, com base no critério geral de garantia de suprimento definido pelo CNPE na Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004, instituiu a forma de cálculo dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos de geração de energia elétrica. Em 12 de dezembro de 2019, o CNPE revogou a mencionada Portaria e estabeleceu novos critérios, por meio da *Resolução nº 29*:

> "Art. 1º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia no sistema seja baseado nas seguintes métricas:
>
> I - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida); e
>
> II - valor esperado condicionado à determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO).
>
> Art. 2º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema seja baseado nas seguintes métricas:
>
> I - risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP); e
>
> II - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida).
>
> (...)"

3.3.11. Além disso, a Portaria MME nº 303/2004 definiu os novos montantes de garantia física de energia das usinas termelétricas – UTEs, que passariam a ter validade somente a partir de 1º de janeiro de 2008. Também, determinou que as garantias físicas de energia das UHEs, exceto Itaipu, seriam os valores estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vigentes na data de publicação da Portaria MME nº 303/2004, e que permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2014. Assim estabelece a Portaria:

> "Art. 1º Definir, nos termos do § 2º do art. 2º e do § 1º do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica.
>
> § 1º Ficam aprovadas a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme Nota Técnica, Anexo I, produzida por este Ministério e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
>
> § 2º A garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, será o valor vigente na data de publicação desta Portaria, estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014.
>
> § 3º O valor da garantia física das usinas termelétricas, incluindo importação, será aquele resultante da metodologia de que trata o § 1º, constante do Anexo II, e terá validade, para todos os efeitos, somente a partir de 1º de janeiro de 2008, observado do disposto no art. 3º
>
> (...)
>
> Art. 2º A comercialização, pela Eletrobrás, da energia proveniente do empreendimento Itaipu Binacional será definida, nos termos da metodologia de que trata o § 1º do art. 1º, da seguinte forma:
>
> I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, fica mantido o valor atualmente praticado, garantidas as eventuais alterações previstas nas normas aplicáveis;
>
> II - a partir de 1º de janeiro de 2008 e até 31 de dezembro de 2014, o valor atualmente praticado será reduzido da diferença, em MW médios, entre o valor total do bloco hidráulico vigente e o valor obtido a partir da aplicação da metodologia aprovada no § 1º do art. 1º.
>
> (...)"

3.3.12. Em 28 de julho de 2008, foi assinada a *Portaria MME nº 258*, que tratou da metodologia para determinação dos valores de garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, em função da definição, por parte do CNPE, de um novo critério geral de garantia de suprimento, publicado na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008, também revogada pela *Resolução nº 29, de 12 dezembro de 2019*.

3.3.13. De acordo com essa Resolução, o critério a ser adotado deve ser a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004.

> "Art. 6º O critério de cálculo das garantias físicas de energia de empreendimentos de geração de energia elétrica deverá considerar, além das métricas definidas no art. 1º e seus respectivos limites a serem estabelecidos conforme o art. 3º, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico.
>
> Parágrafo único. A igualdade a que se refere o caput poderá não ser atendida para que os valores resultantes da aplicação das métricas definidas no art. 1º estejam dentro dos seus respectivos limites.
>
> (...)"

3.3.14. A *Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014*, determinou a constituição de GT com ampla participação de órgãos e entidades vinculadas ao Ministério de Minas e Energia, de agências reguladoras do Poder Executivo e de instituições representativas do Setor Elétrico, com os objetivos de:

> I - analisar e discutir os dados, a configuração, a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN; e
>
> II - elaborar plano de trabalho, com horizonte de longo prazo, no qual constem as instituições envolvidas e as atividades a serem realizadas, o grau de interação e responsabilidades das instituições, o fluxo de informações e prazos definidos para cada atividade, visando atender periodicamente a revisão ordinária prevista no Decreto nº 2.655/1998.

3.3.15. Além disso, determinou que os atuais valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, permaneceriam válidos até 31 de dezembro de 2015. A data de vigência dos valores de garantia física de energia dessas UHEs foi postergada para 31 de dezembro de 2016 pela *Portaria MME nº 537, de 8 de dezembro de 2015* e, posteriormente com a publicação da *Portaria MME nº 714, de 27 de dezembro de 2016*, as garantias físicas de energia foram novamente prorrogadas até 31 de dezembro de 2017.

3.3.16. A *Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016* definiu a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, revogando-se a Portaria MME nº 258/2008.

3.3.17. A *Resolução CNPE nº 7, de 14 de dezembro de 2016*, determinou que os parâmetros e as metodologias de aversão a risco tratados nesse normativo deveriam ser considerados no critério geral de garantia de suprimento estabelecidos na Resolução CNPE nº 1/2004. No entanto, posto que a mencionada Portaria foi substituída pela Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019 onde, nos seus arts. 1º e 2º são abordados o critério geral de garantia de suprimento em energia e potência, respectivamente.

3.3.18. Como resultado do primeiro processo de Revisão Ordinária de Garantias Físicas, foi publicada, em 03 de maio de 2017, a *Portaria MME nº 178*, que aprovou o Relatório "*Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN*", de 25 abril de 2017, elaborado pelo Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 681/2014 e definiu os valores revistos de garantia física de energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN, , com vigência prevista para 1º de janeiro de 2018, obtidos com a aplicação da metodologia, das premissas, dos critérios e das configurações apresentados no supracitado Relatório.

3.3.19. Em 16 de outubro de 2017, foi publicada a *Portaria MME nº 406*, onde foram estabelecidos os fatos relevantes e a metodologia para revisão extraordinária dos montantes de garantia física de energia de usina hidrelétrica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN. Ressalta-se que essa Portaria determina que os cálculos da revisão extraordinária devem se basear na metodologia estabelecida na Portaria MME nº 101/2016 ou outra que a substituir. Além disso, revogou a Portaria MME nº 861/2010.

3.3.20. Com vistas à atualização dos valores dos índices de indisponibilidade das usinas hidrelétricas presente no anexo da *Portaria MME nº 484/2014*, por intermédio da *Portaria MME nº 341, de 5 de setembro de 2019*, foi instruída a *Consulta Pública nº 82/2019*, que teve por objetivo reunir propostas de melhoria das premissas inerentes e da definição dos valores da Taxa de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada – IP. Cabe ressaltar que a conclusão do mencionado processo encontra-se registrado no Processo nº 48000.001747/2012-53.

3.3.21. A Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019, aprovou os aprimoramentos propostos pela CPAMP, que culminaram em novos parâmetros para os Modelos de Simulação, relacionados em seu anexo. De acordo com a referida portaria, esses novos parâmetros seriam utilizados, a partir de 1º de janeiro de 2020, nos estudos do Plano Decenal da Expansão e na aplicação da metodologia definida na Portaria MME nº101/2016, no que diz respeito ao cálculo da garantia física de energia de novas UHEs e UTEs despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

3.3.22. Como já apresentado anteriormente, a Resolução CNPE nº 29/2019 estabeleceu um novo critério de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia no sistema, a ser utilizado no cálculo das garantias físicas de energia, bem como revogou as Resoluções CNPE anteriores (nº 1, de 2004 e nº 9, de 2008). Agora o critério trata não só do risco de atendimento para a energia, mas também de potência:

> Art. 1º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia no sistema seja baseado nas seguintes métricas:
>
> I - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida); e
>
> II - valor esperado condicionado à determinado nível de confiança (CVaR) do custo marginal de operação (CMO).
>
> Art. 2º Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema seja baseado nas seguintes métricas: I - risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP); e
>
> II - valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida).
>
> ...
>
> Art. 6º O critério de cálculo das garantias físicas de energia de empreendimentos de geração de energia elétrica deverá considerar, além das métricas definidas no art. 1º e seus respectivos limites a serem estabelecidos conforme o art. 3º, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), assegurando o acoplamento entre o cálculo de garantia física e os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico.

3.3.23. A *Portaria MME nº 74, de 02 de março de 2020*, tendo em vista o que a Resolução CNPE nº 29/2019 estabeleceu, atualizou as premissas gerais a serem utilizadas na aplicação da metodologia definida na Portaria MME nº 101/2016, no que diz respeito ao cálculo da garantia física de energia de novas UHEs e UTEs despachadas centralizadamente pelo ONS. Além disso, apresentou os parâmetros de simulação que devem ser utilizados no NEWAVE e SUISHI, assim como a Configuração de Referência, Topologia, Proporcionalidade da Carga, Limites de Intercâmbio entre os Subsistemas, Custo do Déficit de Energia e Penalidades Associadas e Custo Marginal de Expansão – CME.

3.3.24. A *Portaria Normativa MME nº 4, de 5 de março de 2021*, atualizou a Portaria MME nº 74/2020, especificamente em relação a alguns parâmetros de cálculo da garantia física de energia das UHEs e UTEs despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN. Foram realizadas atualizações na descrição de alguns parâmetros devido a alterações normativas. Não se tratou, portanto, de alterações de valores de parâmetros, e sim de atualizações de redação.

3.3.25. Desde o ciclo 2019/2020 a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP vem trabalhando em melhorias no SUISHI, e especificamente as adequações quanto às regras de operação do Rio São Francisco precisaram de tempo adicional para finalização, entrando no ciclo 2021/2022.

3.3.26. Nesse sentido, em 30 de junho de 2021 a Reunião Plenária da CPAMP aprovou, com registro em ata divulgada no endereço eletrônico deste Ministério, o uso da versão 15 do modelo SUISHI para cálculo de garantia das usinas hidrelétricas. Dentre as novas funcionalidades estão as regras de operação do Rio São Francisco e a funcionalidade potência máxima x cota, que permite considerar explicitamente as condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí, que culminaram em novos parâmetros para os Modelos de Simulação.

3.3.27. Adicionalmente, também como parte dos aprimoramentos avaliados pela CPAMP no ciclo 2021/2022, foi aprovada em Reunião Plenária Extraordinária da CPAMP a atualização de parâmetros do NEWAVE, conforme detalhado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE:

> *"a CPAMP propôs e oficializou em ata a atualização dos Volumes Mínimos Operativos (VminOp) no modelo NEWAVE de forma constante em cada Reservatório Equivalente de Energia - REE em função da Energia Armazenável Máxima - EARmáx:*
>
> *(a) REE Sudeste, Paraná e Paranapanema: 20%;*
>
> *(b) REE Sul e Iguaçu: 30%;*
>
> *(c) REE Nordeste: 23,5% e;*
>
> *(d) REE Norte: 20,8% (18% no mês de dezembro de acordo com a curva de operação da usina de Tucuruí)".*
>
> *Conforme Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP nº 05-2021, elaborado pelo grupo Elevação de Armazenamento, o valor de VminOp para o REE Norte assume o valor de 18% somente no mês de dezembro do primeiro ano, quando o mês de dezembro faz parte do horizonte do planejamento de curto prazo, para que a representação fique compatível entre os modelos NEWAVE e DECOMP. Portanto, o valor de 18% não se aplica aos casos estruturais e não deve ser considerado no cálculo de garantia física."*

3.3.28. Como resultado da decisão da Plenária da CPAMP, a *Portaria Normativa MME nº 21, de 18 de agosto de 2021*, atualizou as premissas constantes no anexo da Portaria MME nº 74/2020, de forma a contemplar os novos volumes mínimos operativos (VminOp) e incluir a consideração das Regras de Operação do Rio São Francisco.

3.3.29. Posteriormente foram publicadas pela Agência Nacional de Águas e Saneamento – ANA as Resoluções ANA nºs *92* e *93*, de 23 de agosto de 2021, com a atualização das bases de dados de usos consuntivos. Tais valores atualizados serão considerados na presente revisão.

3.3.30. Já fechada para contribuições, a *Consulta Pública MME nº 119/2022*, que visa instituir aprimoramentos propostos pela CPAMP ao Plano Decenal de Energia 2031, atualizará alguns parâmetros que impactam os cálculos das garantias físicas.

3.3.31. Para o ciclo 2021/2022, a CPAMP aprofundou a avaliação dos aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia no Ciclo 2020-2021 referentes ao valor condicionado a risco, visando a adoção do modelo PAR(p)-A de Representação Hidrológica e a alteração da parametrização da aversão ao risco, (CVaR), para discussão e contribuições no âmbito da *Consulta Pública MME nº 121/2022*, conforme *Portaria nº 618/GM/MME, de 9 de fevereiro de 2022*, entre os dias 10 de fevereiro de 2022 e 18 de março de 2022.

3.3.32. Ressalta-se que as atualizações e melhorias aprovadas nas Consultas Públicas MME nº 119 e 121/2022, e outras que sejam apresentadas até a montagem dos decks de configuração e dos cálculos, serão

incorporadas e adotadas nos cálculos finais desse processo de Revisão Ordinária de Garantia Física, previstos para ocorrerem em maio de 2022.

4. **ANÁLISE**

4.1. Tendo em vista o Decreto nº 2.655/1998, que estipula em seu art. 21 a realização das revisões ordinárias de garantia física de energia das UHEs a cada 5 anos e que a última Revisão Ordinária de Garantia Física realizada nestes termos ocorreu em 2017 e resultou na publicação da Portaria SPE nº 178/2017, o Ministério de Minas e Energia e a EPE discutiram, ao longo de 12 reuniões técnicas ocorridas entre agosto de 2020 e março de 2022, o critério de abrangência, o detalhamento sobre a metodologia vigente, as premissas e a configuração de referência da revisão ordinária de garantia física proposta para ser realizada no ano de 2022 e para vigência em 1º de janeiro de 2023.

4.2. Como resultado destas discussões técnicas foi elaborado o relatório de premissas, denominado "**Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN"**, de 15 de março de 2022 (SEI nº 0605104), cujos principais pontos serão aqui apresentados, de forma que as contribuições para melhoria do processo deverão ser apresentadas sobre o teor das informações contidas no relatório.

4.2.1. Em linhas gerais, o relatório de premissas detalha a contextualização (base legal), o critério que habilita uma usina à revisão ordinária (abrangência da revisão e suas especificidades), a metodologia vigente para configuração dos modelos empregados nos cálculos, bem como os dados da configuração hidrotérmica e premissas mais atuais distribuídos nos seguintes tópicos:

I - Contextualização, conforme apresentação da base legal;

II - Abrangência da revisão e suas especificidades, a qual apresenta os critérios utilizados para habilitação de uma usina à revisão ordinária;

III - Metodologia, sendo apresentada a configuração dos modelos empregados nos cálculos;

IV - Dados da configuração hidrotérmica; e

V - Premissas atualizadas.

4.2.2. Juntamente ao relatório acima referenciado, apresenta-se a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-011/2022-r0 (SEI nº 0600772), que detalha os estudos realizados para a definição da parcela de contribuição de cada usina a jusante dos reservatórios com benefício indireto vigente, dentro do escopo desta proposta de Revisão Ordinária.

4.2.3. Ressalta-se que os benefícios diretos vigentes serão mantidos, sem revisão, como será detalhado mais adiante. Assim, os estudos visam detalhar os procedimentos para chegar neste resultado, tendo em vista a complexidade de análise das cascatas.

4.2.4. Deste modo, considerando o exposto, recomenda-se que as premissas, os critérios e as metodologias apresentadas no relatório técnico "**Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN"**, de 15 de março de 2022, para fins de revisão ordinária de garantia física de energia, sejam disponibilizadas para consulta pública. Espera-se como resultado, numa primeira etapa, conhecer, analisar e compilar a visão dos diferentes segmentos da sociedade - agentes de mercado, agentes de geração, associações representativas, meio acadêmico e demais possíveis contribuintes - acerca do assunto em análise. Sendo que uma vez compiladas, as sugestões encaminhadas ao Ministério serão objeto de avaliação quanto à sua factibilidade de inserção na metodologia/base ora propostos.

4.2.5. A seguir serão referenciados os tópicos trazidos no "Relatório de Premissas", de forma a apontar pontos tidos como relevantes ou que foram objeto de alteração em relação a última revisão ordinária.

4.3. **Da Contextualização**

4.3.1. Conforme as premissas legais apresentadas na base legal da presente nota técnica, em completude com o contexto normativo trazidas pelo relatório "**Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN"**, de 15 de março de 2022, apresenta-se o cumprimento do regimento da Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Centralizadamente Despachadas.

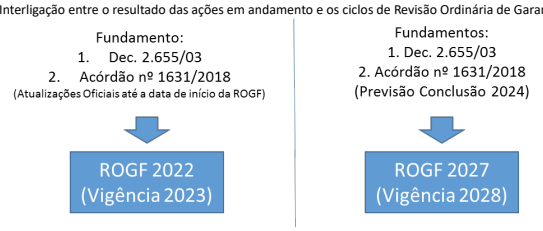
4.3.2. Em 03 de novembro de 2021 foi atualizado o Plano de Ação para Revisão das Garantias físicas das Usinas Hidrelétricas (Itens 9.4 e 9.5 do Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário), cuja estimativa para conclusão das atividades está agosto de 2024. Entretanto, a última ROGF tem vigência entre 2018 à 2022, dessa forma, considerando os prazos para realização de um Revisão Ordinária, os trabalhos seriam concluídos em 2025, para vigência em 2026.

4.3.3. Por outro lado, o § 4º, do art. 20 do Decreto n. 2.655/1998, estabelece que a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes, o valor da garantia física alocado para cada usina será revisto. Dessa forma, para atendimento ao disposto no mencionado Decreto, faz-se necessária a ROGF em 2022 para vigência em 2023.

4.3.4. Diante de tal condição, considerando os princípios da administração de: (i) legalidade, em especial o cumprimento do Decreto n. 2.655/1998; (ii) impessoalidade, o tratamento igualitário entre os iguais e desigualmente os desiguais, conforme as premissas apontadas na presente proposta de Consulta Pública; (iii) publicidade, a ROGF é um processo que conta com transparência e participação pública na sua condução; (iv) eficiência, a realização da ROGF 2022 para vigência em 2023 permitirá a readequação dos montantes individuais e do parque hidroelétrico, com os dados oficiais atualizados, disponíveis, na data de início da realização da ROGF de tal forma que, ao se concluir a atualização de que trata o Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário seja possível para o MME realizar o próximo ciclo de ROGF previsto para 2027 com vigência em 2028.

4.3.5. Ainda, num cenário onde se aguardaria a atualização dos parâmetros do Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário, isso implicaria em aguardar a conclusão dos trabalhos até 2024, conduzir o processo administrativo de revisão em 2025, para vigência em 2026, o que implicaria na manutenção de 8 anos dos montantes de garantia física desde a última vigência em 2018, além de não atender o disposto na legislação vigente.

Figura 1 - Interligação entre o resultado das ações em andamento e os ciclos de Revisão Ordinária de Garantia Física.



Referência: Elaboração própria.

4.4. **Do Critério de Abrangência**

4.4.1. O critério estabelecido para abrangência das usinas passíveis de revisão ordinária de garantia física é o tempo de validade e a eficácia da garantia física de energia local.

4.4.2. Desta forma, somente serão revisadas os valores de garantias físicas que forem válidas e eficazes há pelo menos 5 (cinco) anos em 31 de dezembro de 2022, de tal forma que a data de início de validade e eficácia da garantia física de energia local deverá ser igual ou anterior a 1º de janeiro de 2018. Assim, usinas ou parcelas de usinas que não atenderem a este critério não serão revisadas neste processo.

4.4.3. Além das usinas e/ou parcelas de usinas excluídas pelo critério acima, também não serão objeto de revisão: (i) as usinas em processo de privatização ou capitalização, **por já possuírem novos valores calculados para os novos contratos**, posto que não se faz necessário observar os limites impostos pelo § 5º, do art. 20, do Decreto n. 2.655/1998; (ii) os benefícios indiretos vigentes; e, (iii) as garantias físicas de casas de força secundárias **não despachadas centralizadamente,** definidas conforme Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009.

4.4.4. Conforme detalhado no relatório de premissas, a definição da data de início de validade e eficácia da parcela de garantia física de uma usina deve observar a data mais recente entre:

1. A data de início de vigência do valor. Esta pode ser a data de publicação da portaria/despacho ou data posterior, quando explícita ou condicionada a exigências, por exemplo, emissão de ato da ANEEL homologando as características técnicas empregadas no cálculo do valor ou realização de ensaios que comprovem a efetiva modernização;
2. A data de entrada em operação comercial no SIN da Última Unidade Geradora de Garantia Física (UG_{GF}), quando a usina atinge a totalidade de sua garantia física.[3]
3. A data de assinatura do contrato de concessão. Considerar esta data somente quando a eficácia da garantia física de energia estiver condicionada à vigência de um novo contrato de concessão.

[3] Nos casos em que não for possível identificar a data de entrada em operação comercial no SIN da UG_{GF} associada a uma parcela de garantia física de energia, será considerada apenas a data de vigência deste valor, publicado em portaria/despacho.

4.4.5. Para a aplicação deste critério às usinas que passaram por revisão extraordinária de garantia física de energia, segundo rito das Portarias MME nº 861/2010 ou nº 406/2017, a garantia física de energia local da usina deve ser desmembrada em parcelas, de forma que busca-se preservar as parcelas não revisáveis (por terem validade e eficácia definida posterior à data de corte apresentado no item 4.4.2) e revisar, segundo o rito aqui estabelecido, as parcelas que terão mais de 5 anos de vigência em 31 de dezembro de 2022. Para melhor compreensão, remete-se às tabelas 1, 2, 3 e 4 do relatório de premissas, bem como do detalhamento apresentado para definição da Configuração de Referência e das Configurações Específicas.

4.4.6. **Benefício Indireto**

4.4.6.1. O mecanismo de valoração de reservatórios em função de ganhos de regularização nas usinas da cascata a jusante tem sido empregado no Setor Elétrico Brasileiro desde o início da década de 2000. Entretanto, a normatização para o cálculo deste benefício foi estabelecida inicialmente apenas em 2004, por meio da Portaria MME nº 303 e, na sequência, pelas Portarias MME nº 258/2008, 101/2016, 403/2017 e 406/2017, essa última estabelecendo a metodologia para a revisão extraordinária de benefício indireto dos empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente no SIN.

4.4.6.2. A Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, estabeleceu que a metodologia para cálculo do benefício indireto seria objeto de Portaria específica. Em cumprimento ao dispositivo, a metodologia para o cálculo do benefício indireto para novas usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN com reservatório de regularização mensal foi definida pela Portaria nº 403, de 16 de outubro de 2017. Assim, para estes empreendimentos, o montante referente ao Benefício Indireto é representado pelo acréscimo ou decréscimo de energia firme no conjunto de empreendimentos a jusante considerando a usina proponente modelada com ou sem o seu reservatório de regularização mensal.

4.4.6.3. Historicamente, o benefício indireto foi obtido por diversas metodologias; na forma de energia assegurada, energia firme ou garantia física; por comparação dos resultados na cascata a jusante de simulações com e sem o reservatório ou com e sem a regularização mensal, sempre com o intuito de quantificar o impacto da inserção de um reservatório com regularização mensal à jusante na cascata, em linha com a sua definição expressa no art. 2º da Portaria MME nº 403, de 16 de outubro de 2017.

Art. 2º Na aplicação do disposto nesta Portaria, consideram-se as seguintes definições:

I - Benefício Indireto - BI: montante de energia atribuído a Usina Hidrelétrica por proporcionar acréscimos ou decréscimos de energia no conjunto de empreendimentos que se encontram a jusante em função de regularização mensal, em MW

médio; e (...)

4.4.6.4. Na presente Revisão Ordinária propõe-se um aprimoramento no tratamento do Benefício Indireto em relação ao tratamento adotado na ROGF de 2017 e que resultou na publicação da Portaria SPE nº 178/2017. Naquela ocasião, para evitar que o benefício indireto fosse também atribuído às usinas a jusante dos reservatórios daquelas com benefício indireto vigente, o cálculo das garantias físicas das usinas sem benefício indireto foi feito considerando configurações com e sem os reservatórios com benefício indireto, por meio de configurações específicas no modelo, havendo então a adequação numérica.

4.4.6.5. Para a ROGF 2022 é mantida a lógica de fazer cálculos em configurações com e sem os reservatórios que proporcionam benefício indireto à cascata. Como aprimoramento, porém, sugere-se realizar uma comparação entre o benefício indireto vigente e o obtido nos novos cálculos, limitando a adequação ao benefício indireto vigente.

4.4.6.6. O aprimoramento proposto para este processo de Revisão, além de aprimorar o tratamento dado ao BI, uma vez que permite quantificar o excedente, evita o aumento de energia firme decorrente de valores não compatíveis de benefício indireto nas configurações, pelo fato de as condições do sistema terem se alterado após sua definição inicial.

4.4.6.7. De forma complementar à proposta aqui apresentada e que visa preservar o benefício indireto concedido à usina inserida no SIN, para o período de concessão vigente, a Nota Técnica EPE-DEE-RE-011/2022-r0 registra a pesquisa realizada na documentação dos cálculos dos benefícios indiretos vigentes para as usinas hidrelétricas do SIN e os cálculos efetuados pela EPE para a definição da parcela de contribuição de cada usina a jusante dos reservatórios com benefício indireto vigente.

4.4.6.8. Assim, para definição de eventual montante duplicado de benefício indireto considerou-se o mínimo entre a contribuição vigente, apresentada no Anexo III do relatório de premissas, e a contribuição simulada, calculada pela diferença de energia firme entre duas configurações: com e sem os reservatórios para os quais a usina contribui para os montantes vigentes de benefício indireto. Essas configurações exclusivas para o cálculo da contribuição simulada serão denominadas Configurações Auxiliares, obtidas com o modo de simulação para cálculo de energia firme do modelo SUISHI.

4.5. **Das Metodologias, Parâmetros e Premissas**

4.5.1. Conforme previsto, a metodologia vigente para revisão ordinária de garantias físicas é baseada naquela empregada para o cálculo das garantias físicas de energia dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, definida na Portaria MME nº 101/2016.

4.5.2. Os parâmetros e premissas vigentes seguem o expresso na Portaria MME nº 74/2020, ressaltando as incorporações realizadas no ano de 2021, com a publicação das Portarias Normativas nº 4 e nº 21, ambas editadas no ano de 2021. No entanto, estão em andamento duas consultas públicas que podem alterar alguns parâmetros atualmente vigentes. A Consulta Pública MME nº 121 de 10/02/2022 apresenta as seguintes parametrizações propostas pela CPAMP que impactam os cálculos de garantia física: número mínimo e máximo de 50 iterações; parametrização de CVaR com alfa 25% e lambda 40%. Adicionalmente, está em consulta também a consideração do modelo estocástico PAR(p)-A na geração de cenários sintéticos de afluências. A Consulta Pública MME nº 119 de 24/01/2022 apresenta os aprimoramentos do Plano Decenal de Energia 2031, e deve produzir efeitos sobre os seguintes parâmetros: proporcionalidade e sazonalidade da carga; Custo Marginal da Expansão (CME); sazonalidade do mercado de energia do SIN para o modelo SUISHI.

4.5.3. Quando concluídas estas Consultas Públicas, será necessário realizar as devidas atualizações à Portaria MME nº 74/2020, para que produzam efeito sobre a Revisão Ordinária em estudo.

4.5.4. Para a configuração hidrotérmica, a modificação mais sensível neste processo reside na adoção do PMO de maio de 2022 como o PMO de referência, de forma que a proposta aqui apresentada sugere a **utilização de taxas de TEIF e IP abrangendo a janela de análise o período de 60 meses, com início em 1º de janeiro de 2017 e fim em 31 de dezembro de 2021**. Neste sentido, busca-se trazer para os cálculos a representação mais recente do parque hidrotérmico, com redução sobre o lapso temporal entre os valores de TEIF e IP utilizados (dezembro de 2021) e a vigência das novas garantias físicas (janeiro/2023).

4.5.5. Em relação às atualizações mais significativas nos dados da configuração hidrelétrica, pode-se destacar a atualização dos valores de referência de indisponibilidade forçada e programada para o PMO de maio de 2021[4], utilizado para cálculo de novos projetos ou para fins de declaração permitida aos agentes enquadrados no §1º do art. 5º da Portaria MME nº 484/2014.

> Art. 5º Nas Revisões Ordinárias de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas, previstas no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, serão considerados: (Redação dada pela PRT MME 248 de 02.06.2015)
>
> I - os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial após completa motorização; e
>
> II - os valores de TEIF e IP constantes do Anexo à presente Portaria para as demais usinas hidrelétricas. Parágrafo único. As usinas hidrelétricas mencionadas no inciso II, que apresentarem unidades geradoras referentes a mais de uma faixa de potência, terão seus índices de indisponibilidade calculados considerando a média ponderada dos valores das diferentes faixas pelas referidas potências unitárias.
>
> § 1º Os agentes cujas Usinas Hidrelétricas estejam enquadradas no inciso I e que apresentem valores de Índices de Disponibilidade apurados superiores aos definidos no Anexo, poderão declarar valores de TEIF e IP limitados entre os apurados e os definidos no Anexo, desde que o Índice de Disponibilidade resultante também esteja limitado da mesma forma. (Incluído pela PRT MME 248 de 02.06.2015)
>
> (...)

4.5.6. Do exposto, tem-se que o objetivo principal da adoção dos valores apurados de TEIF e IP, pelo ONS, no processo de revisão das garantias física é refletir a realidade do parque gerador existente e sua representação o mais acurada possível da distribuição do bloco hidráulico. Contudo, não há definição na Portaria sobre qual o PMO de referência a ser adotado. Assim, diferentemente do que fora adotado na ROGF ocorrida em 2017, a proposta atual é pela adoção dos valores de TEIF e IP que serão apresentados no PMO de maio de 2022, de forma que reduz-se, em 12 (doze) meses, **o descasamento temporal entre a definição das referências de TEIF e IP para cálculo de garantia física e a efetiva vigência destes valores.**

4.5.7. Também foram incorporados à esta proposta, a utilização dos usos consuntivos da Resolução ANA nº 93/2021[5], detalhados no Anexo VII do relatório de premissas, e a atualização do polinômio de vazão defluente e nível de jusante[6], conforme segundo ciclo de atividades do GTDP (Grupo de Trabalho de Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade).

4.5.8. Contudo, os valores representativos de produtibilidade específica e perdas hidráulicas, bem como das cotas do nível de montante para usinas a fio d'água e níveis médios do canal de fuga, revisados no segundo ciclo do GTDP, serão de uso exclusivo do Planejamento e Programação da Operação e do Cálculo do PLD. Portanto, estes **parâmetros não serão atualizados conforme o PMO para esta revisão ordinária aqui proposta**, dado que a metodologia de cálculo do rendimento e das perdas para o cálculo de garantias físicas de energia segue a NT EPE-DEE-RE-037/2011-r2[7], que é baseada no despacho ótimo das unidades geradoras. Assim, apenas os polinômios que associam a vazão defluente ao nível de jusante serão atualizados, pois são dados físicos, que não estão sujeitos à operação determinada pelo ONS.

4.5.9. As restrições operativas consideradas estruturais e presentes no relatório de premissas, foram elencadas após consulta ao PMO de fevereiro de 2022 e aos Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica – FSARH. Conforme mencionado anteriormente, é importante destacar que para a revisão ordinária estas restrições serão atualizadas para o PMO de maio de 2022 e, portanto, as tabelas presentes no Anexo VI do relatório de premissas poderão sofrer alterações.

4.5.10. Para os usos consuntivos, considerou-se a base estabelecida na Resolução ANA nº 93/2021, com complementações a ajustes realizados entre EPE e ANA. Ainda, conforme apresentado pela Agência Nacional de Águas, a Base Nacional de Usos Consuntivos é a fonte mais indicada para os estudos de planejamento, por ser informação mais atualizada. Assim, para este processo não há a necessidade de compatibilizar a base de usos consuntivos com as outorgas. Já a metodologia adotada para o cálculo das séries de vazões naturais considerou os valores de usos consuntivos atualizados conforme Resoluções ANA n°s 92 e 93 de 2021, em aplicação semelhante à utilizada na última Revisão Ordinária, ocorrida em 2017, porém não necessita de interpolação entre os valores de usos consuntivos utilizados na reconstituição das séries de vazões e a base de usos consuntivos da ANA.

4.5.11. Relativo à configuração termelétrica de referência, as informações apresentadas no Anexo IX do relatório de premissas são referenciados ao PMO de fevereiro de 2022 e, conforme apresentado anteriormente, serão atualizados conforme PMO de maio de 2022 para o cálculo que resultará nas novas garantias físicas que vigerão a partir de 1º de janeiro de 2023. Ademais, em análise apresentada acerca da possibilidade de revisão das garantias físicas das usinas termelétricas da configuração de referência, concluiu-se que a consideração dos valores de CVU do PMO de referência não resultaria em impacto significativo para o Bloco Hidráulico e, consequentemente, para as garantias físicas das usinas hidrelétricas, em relação à consideração da metodologia empregada em 2017 para determinação dos valores de CVU. Similarmente, o impacto para as usinas termelétricas também seria pouco significativo.

4.5.12. Ainda que não faça parte do escopo desta revisão ordinária a revisão da garantia física das usinas termelétricas, a utilização dos CVUs do PMO de referência faz parte das premissas atualmente consideradas nos processos de cálculo e de revisão extraordinária de garantia física de usinas hidrelétricas e termelétricas despachados centralizadamente, motivo pelo qual recomenda-se a utilização destes valores na Revisão Ordinária de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente.

---

[4] Conforme relatório "Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada - IP de Usinas Hidrelétricas - Revisão 4" e Portaria MME a ser publicada.

[5] Considerando algumas complementações e ajustes definidos em conjunto com a ANA, registrados no conjunto de Ofícios 1711/2021/DEE/EPE (SEI nº 0605995), 100/2021/SPR/ANA (SEI nº 0605991), 1894/2021/DEE/EPE (SEI nº 0605998) e 106/2021/SPR/ANA (SEI nº 0605993).

[6] Autorizada pelo Despacho ANEEL nº 3.611, de 11 de novembro de 2021.

[7] Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-geracao-de-energia

4.5.13. Resumidamente, as alterações presentes nesta proposta de Revisão Ordinária de Garantia Física, quando comparada ao processo realizado em 2017, podem ser observados na Tabela 1, além das alterações previstas para ocorrer em decorrência das Consultas Públicas MME nº 119 e nº 121, de 2022.

Tabela 1 - Comparativo de premissas e parâmetros divergentes entre a última ROGF e a prevista para ocorrer em 2022.

Parâmetro	ROGF 2017	ROGF 2022
PMO de referência	PMO 09/2016	PMO 05/2022
PMO de referência (TEIF e IP)	valores apurados do PMO de 05/2016 e tabela de referência com base no PMO 05/2014 Faixas de Potências Unitárias conforme Portaria MME nº 248/2015	valores apurados do PMO de 05/2022 e tabela de referência com base no PMO 05/2021 Alteração nas 2 últimas faixas de potência, conforme Portaria a ser publicada
Versão do NW	23	28
Critério de garantia de suprimento	igualdade entre o CMO e o CME, admitindo uma tolerância de 2,00 R$/MWh e respeitando o limite de risco de déficit de 5% em todos os subsistemas	CMO=CME, admitindo-se a tolerância de 2 R$/MWh; CVaR10%(CMO)<=800R$/MWh (em todos os meses) CVaR1%(ENS)<=5%
Topologia	D3 (9 REEs: REEs Sudeste, Madeira, Teles Pires, Paraná, Itaipu, Sul, Nordeste, Norte e Belo Monte)	G (12 REEs - Inclusão dos REEs Paranapanema, Iguaçu e MAN-AP) OBS: "A topologia G, que representa Sudeste, Madeira, Teles Pires, Paraná, Itaipu, Paranapanema, Sul, Iguaçu, Nordeste, Norte, Belo Monte e Amazonas é aquela que melhor representa a diversidade hidrológica entre as diferentes bacias hidrográficas pertencentes ao SIN. Entretanto, é também a topologia que apresenta o maior custo computacional. Recomenda-se, portanto, que esta seja adotada após os aperfeiçoamentos propostos para redução do tempo computacional." Carta ONS-0003-320-2017: "3. Esta redução de tempo de processamento foi obtida através da implementação pelo CEPEL da seleção de cortes na etapa "backward" no modelo Newave."

Parâmetro	ROGF 2017	ROGF 2022
NW - número mínimo e máximo de iterações	1 e 45	50*
NW - critério de parada	• Valor máximo percentual para delta de Zinf no critério de parada não estatístico: 0,2%; • Número de deltas de Zinf consecutivos a ser considerado no critério não estatístico: 3;	sem critério de parada (número mínimo e máximo igual a 50)*
Parametrização CVaR	alfa 50% e lambda 40%	alfa 25% e lambda 40% *
Modelo estocástico para geração de cenários sintéticos de afluências	PAR(p)	PAR(p)-A*
ano de referência (proporcionalidade e sazonalidade da carga, UC)	2016	2023
CME	193	90*
Custo de déficit	4.650,00 R$/MWh	7.643,82 R$/MWh
Penalidades por não atendimento ao desvio de água para outros usos e à restrição de vazão mínima	• Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: 4.654,75 R$/MWh, conforme a seguinte expressão: PENALIDADEDA = CUSTO DEFICIT + 0,1% CUSTO DEFICIT + 0,10 R$/MWh • Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: 4.651,00 R$/MWh.	• Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020. PenalidadeDA = Custo Déficit + 0,1% Custo Déficit + 0,10 R$/MWh = 7.643,82 + 7,64 + 0,10 = 7.651,56 R$/MWh • Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020. PenalidadeVM = CustoDéficit+ 1,00 R$/MWh = 7.644,82 R$/MWh
Penalidade por não atendimento à restrição de volume mínimo	não considerado	• Penalidade por não atendimento à restrição de volume mínimo: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020. PenalidadeVolMin = [(1 + taxadescontoanual)(11/12)] x MAXCVU = [(1+ 8%)(11/12)] x 2.629,58 = 2.821,79 R$/MWh Onde MAXCVU é o maior custo variável unitário considerando todo o horizonte de planejamento do NEWAVE.
VMINOP	não considerado	Volumes Mínimos Operativos (VminOp) de forma constante em cada REE em função da Energia Armazenável máxima: - REEs Sudeste, Paraná e Paranapanema: 20% - REEs Sul e Iguaçu: 30% - REE Nordeste: 23,5% - REE Norte: 20,8%
Reamostragem Plena passo 1 nos cenários foward Centroide como representante no processo de agregação dos ruídos	não considerado	Considera
Racionamento preventivo na simulação final	considera	não considera
Sazonalidade no período pré e pós das variáveis: VMINT, VMAXT, VMINOP, CFUGA e CMONT	não considerado	considera
Usos consuntivos	Compatibilização dos usos consuntivos constantes nas Resoluções ANA 211 a 216/2004 e 96/2007 e outorgas	Resolução ANA 93/2021
PVNJ	Informações cadastradas em projetos	Ciclo 2 do GTDP
CVU	Metodologia específica aplicada para uniformizar as referências dos CVUs das usinas termelétricas da configuração.	Utilização dos valores estruturais de CVU do PMO de referência
Versão do SUISHI	12	16 *
SUSHI - Funcionalidades incluídas	-	• Consideração do mesmo nível de montante para as UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos. • Regras de operação do São Francisco • Aplicação de curvas vazão defluente x nível de jusante compostas por até 5 famílias de até 5 polinômios para cálculo dos níveis de canal de fuga. • Consideração do desligamento da segunda casa de força de Tucuruí através da funcionalidade potência máxima x cota. • Consideração de restrições que condicionam a vazão defluente máxima de uma usina à cota de seu reservatório.

*Parâmetros ainda em processo de implementação/validação.

4.6. **Cronograma para Consulta Pública**

4.6.1. Com o intuito de que os novos valores de garantia física revisados tenham vigência a partir de 1º de janeiro de 2023, faz-se necessário concluir o processo de Revisão Ordinária de Garantia Física em apreço, com a devida publicação de Portaria, com antecedência suficiente para que os agentes possam realizar a sazonalização para o ano de 2023. Assim, e considerando as etapas futuras deste processo, para que seja possível publicar os novos valores de garantia física ainda no mês de novembro (com antecedência mínima sugerida de, pelo menos, 30 (trinta) dias da data de início para sazonalização das garantias físicas na CCEE), faz-se necessário que as premissas apresentadas no relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN", de 15 de março de 2022, **sejam aprovadas até o final do mês de abril**.

4.6.2. Desta forma, para o cumprimento do prazo acima apresentado, **recomenda-se que a prazo para recebimento de contribuições seja de 15 dias corridos, contados à partir de sua publicação.**

4.7. **Justificativa para a Vigência Imediata do Ato - Atendimento ao Decreto nº 10.139, de 2019**

4.7.1. Com base no exposto nesta Nota Técnica e no Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN", a minuta de Portaria ora proposta visa instaurar Consulta Pública para definição das premissas, critérios e metodologias aplicáveis à Revisão Ordinária de Garantia Física prevista para ocorrer no ano de 2022, com vigência dos valores revisados para 1º de janeiro de 2023, com o fito de conhecer, analisar e compilar a visão dos diferentes segmentos da sociedade - agentes de mercado, agentes de geração, associações representativas, meio acadêmico, etc. - acerca do assunto em análise.

4.7.2. Tendo em vista o cronograma proposto para as etapas desta Consulta Pública e a grande quantidade de atividades que serão desenvolvidas até sua conclusão, **recomenda-se que a vigência da Portaria a ser expedida pelo Gabinete do Ministro seja imediata,** com base no que dispõe o Decreto nº 10.139, de 2019, em seu art. 4º, a saber:

> Art. 4º Os atos normativos estabelecerão data certa para a sua entrada em vigor e para a sua produção de efeitos:
>
> I - de, no mínimo, uma semana após a data de sua publicação; e
>
> II - sempre no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil.
>
> **Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica às hipóteses de urgência justificada no expediente administrativo.** (grifo nosso)

5. **CONCLUSÃO**

5.1. Com base no exposto, e a fim de receber melhorias, críticas e comentários aos critérios de abrangência, metodologia, premissas e parâmetros hidrotérmicos presentes no relatório "*Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN*", de 15 de março de 2022 (SEI nº 0605104), para fins de aplicação à a revisão ordinária de garantia física de energia, sugere-se o encaminhamento da Minuta Interna DPE (SEI n. 0602567) à Consultoria Jurídica deste Ministério para fins de avaliação jurídica nos termos do art. 10, Capítulo III, Seção I, do Anexo I, do Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019.

5.2. Ato contínuo, recomenda-se o encaminhamento da presente análise para apreciação pelo Senhor Ministro de Minas e Energia para avaliação final de conveniência e oportunidade da abertura de consulta pública sobre a matéria pelo prazo não inferior a 15 (quinze) dias a contar da instauração, disponibilizando-se a presente Nota Técnica, o relatório de premissas e a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-011/2022-r0.

Documento assinado eletronicamente por **Tercius Murilo Quito**, **Coordenador(a)-Geral de Planejamento da Geração**, em 18/03/2022, às 17:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Beatriz Moreira Alves**, **Assessor(a) Técnico(a)**, em 18/03/2022, às 17:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Lorena Melo Silva**, **Assessor(a)**, em 18/03/2022, às 17:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Tarita da Silva Costa**, **Assessor(a) Técnico(a)**, em 18/03/2022, às 17:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

Documento assinado eletronicamente por **Thiago Guilherme Ferreira Prado**, **Diretor(a) do Departamento de Planejamento Energético**, em 18/03/2022, às 17:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0601457** e o código CRC **03D023AD**.