

**DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO**

PCH CCGH

ÁGUA

**ABRAPCH**

**29 DE ABRIL**

**DOU**

LIMPA

RESERVATÓRIO

SUSTENTABILIDADE

SEGURANÇA

LAZER



**ABRAPCH**  
abrapch.org.br

**SUPERINTENDÊNCIA-GERAL**

**DESPACHO SG Nº 2, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

Tipo de Processo: Finalístico: Inquérito Administrativo  
 Representante: Ministério Público Federal Junto ao Cade  
 Representados: GOL Linhas Aéreas S.A. e TAM Linhas Aéreas S.A.  
 Advogado(s): Barbara Rosenberg (OAB/SP nº 156.832); José Inácio F. de Almeida Prado Filho (OAB/SP nº 234.668); Maria Eduarda Genova (OAB/SP nº 493/520); Ticiane Nogueira da Cruz Lima (OAB/SP 239.995); Mateus Bernardes (OAB/SP nº 472.079)  
 Acolho a Nota Técnica Confidencial nº 06/2026/CGAA9/SGA2/SG/CADE (SEI 1735576), versão pública (SEI 1735140) e, com fulcro no §1º do art. 50, da Lei nº 9.784/99, integro as suas razões à presente decisão. Decido, em face dos fundamentos apontados, pela instauração de Processo Administrativo, nos termos dos arts. 13, e 69 e seguintes, da Lei nº 12.529/11 c/c artigos 143, 146 e seguintes do Regimento Interno do Cade (Resolução nº 22/19), em face dos Representados: GOL Linhas Aéreas S.A. ("GOL") e TAM Linhas Aéreas S.A. ("LATAM"), a fim de investigar as condutas passíveis de enquadramento no artigo 36, incisos I a IV c/c seu §3º, inciso I, da Lei nº 12.529/2011. Notifiquem-se os Representados, nos termos do art. 70 do referido diploma legal, para que apresentem defesa no prazo de 30 (trinta) dias. Neste mesmo prazo, os Representados deverão especificar e justificar as provas que pretendem sejam produzidas, que serão analisadas pela autoridade nos termos do art. 155 do Regimento Interno do Cade. Caso o Representado tenha interesse na produção de prova testemunhal, deverá indicar na peça de defesa a qualificação completa de até 3 (três) testemunhas, a serem ouvidas na sede do Cade, conforme previsto no art. 70 da Lei nº 12.529/2011 c.c. art. 155 do Regimento Interno do Cade.

ALEXANDRE BARRETO DE SOUZA  
 Superintendente-Geral

**DESPACHO SG Nº 8, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

Processo Administrativo nº 08700.007049/2018-45  
 Representante: Moverct S.A. (antiga Localfrío S.A. Armazéns Gerais Frigoríficos)  
 Advogados: Polyanna Ferreira Silva Vilanova, Ana Flavia Napoli da Silva e outros.  
 Representada: Portonave S/A Terminais Portuários de Navegantes.  
 Advogados: Flávio Bettega, Fernando Henrique C. Curi e outros.  
 Terceiras Interessadas: Associação Brasileira dos Terminais de Contêineres de Uso Público (Abratec), Associação Brasileira dos Terminais Privados (ATP), Associação Brasileira de Terminais Portuários (ABTP) e Multilog Brasil S/A.  
 Advogados: Cássio Lourenço Ribeiro, Gustavo Lima Braga, Mayara Greice Cardoso e outros.  
 Tendo em vista a Nota Técnica nº 37/2026/CGAA11/SGA1/SG/CADE e, com fulcro no §1º do art. 50, da Lei nº 9.784/99, integro as suas razões à presente decisão, inclusive como sua motivação. Pelos fundamentos apontados na Nota Técnica, decido pelo encerramento da fase instrutória, ficando a Representada notificada para apresentação de suas alegações no prazo de 05 (cinco) dias úteis, nos termos do art. 73 da Lei nº 12.529/2011 c.c. art. 156 do Regimento Interno do Cade, a fim de que, em seguida, a Superintendência-Geral profira suas conclusões definitivas acerca dos fatos.

ALEXANDRE BARRETO DE SOUZA  
 Superintendente-Geral

**Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima**

**INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS**

**PORTARIA IBAMA Nº 76, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

Aprova a Agenda Regulatória do Ibama para o período entre 2026 e 2027.

O PRESIDENTE SUBSTITUTO DO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - Ibama, no uso das atribuições que lhe confere o art. 15 do Anexo I do Decreto nº 12.130, de 07 de agosto de 2024, que aprovou a Estrutura Regimental do Ibama, e o Regimento Interno aprovado pela Portaria nº 73, de 26 de maio de 2025, publicada no Diário Oficial da União de 27 de maio de 2025, e ainda o que consta do processo administrativo nº 02001.039339/2025-88, resolve:

Art. 1º Fica aprovada a Agenda Regulatória do Ibama para o período de 2026 e 2027, na forma do Anexo.

Art. 2º A Agenda Regulatória do Ibama será revisada ordinariamente em janeiro de 2027.

Art. 3º Fica revogada a Portaria nº 80, de 16 de junho de 2025, publicada no Diário Oficial da União, Seção 1, de 18 de junho de 2025.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JAIR SCHMITT

ANEXO

Agenda Regulatória do Ibama para o biênio 2026-2027

| Demanda Regulatória   | Unidade Responsável |
|---|---------------------|
| Regulamentar diretrizes, procedimentos e estratégias para o controle de espécies exóticas invasoras da fauna.   | CGFau/DBFlo         |
| Regulamentar o Manejo Sustentável de Pirarucu ("Arapaima gigas") na Bacia amazônica.<br>Revisão Instrução Normativa nº 34, de 18 de junho de 2004.  | CGFau/DBFlo         |
| Regulamentar o controle da espécie pirarucu ("Arapaima gigas") quando detectada fora de sua área de ocorrência natural Declarar a Nocividade da espécie como exótico.   | CGFau/DBFlo         |
| Instituir análise de risco para autorização de importação e uso de espécies exóticas.   | CGFau/DBFlo         |
| Regulamentar o combate à bioinvasão de peixes marinhos exóticos invasores.  | CGFau/DBFlo         |
| Regulamentar critérios para a elaboração dos programas de reprodução das espécies de grandes felinos exóticos ("Panthera spp.").  | CGFau/DBFlo         |
| Regulamentar diretrizes e competências para a autorização de Plano de Manejo Florestal Sustentável (PMFS) comunitário com fins madeireiros, no âmbito das Unidades de Conservação federais das categorias Reserva Extrativista, Reserva de Desenvolvimento Sustentável e Floresta Nacional. Ato conjunto com Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio.  | CGFlo/DBFlo         |
| Aprimorar e sistematizar o controle da origem da madeira, do carvão e de outros produtos e subprodutos florestais e integrar os respectivos dados dos diferentes entes federativos, no âmbito do Sistema Nacional de Controle da Origem dos Produtos Florestais - Sinaflor, e em observância ao disposto no art. 35 da Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012.<br>Revisão Instrução Normativa nº 21, de 23 de dezembro de 2014. | CGFlo/DBFlo         |
| Regulamentar o Manejo de Espécies Exóticas Invasoras de Flora.  | CGFlo/DBFlo         |
| Regulamentar diretrizes técnicas para a elaboração e apresentação de mapas e demais dados geoespaciais a serem submetidos ao IBAMA, no contexto da análise e monitoramento dos Planos de Manejo Florestal Sustentável (PMFSs) sob sua competência autorizativa.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 93, de 3 de março de 2006.   | CGFlo/DBFlo         |
| Regulamentar a silvicultura de espécies nativas.  | CGFlo/DBFlo         |
| Regulamentar o cultivo de "Kappaphycus alvarezii".<br>Revisão da Instrução Normativa nº 1, de 21 de janeiro de 2020.  | CGFlo/DBFlo         |

|  |             |
|--|-------------|
| Regulamentar procedimentos de emissão de licenças para exportação, importação e reexportação da biodiversidade.<br>Revisão Portaria nº 93, de 7 de julho de 1998.  | Comex/DBFlo |
| Regulamentar procedimentos para autorização de exportação de produtos e subprodutos madeireiros de espécies nativas oriundos de florestas naturais ou plantadas.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 8, de 25 de março de 2022.<br>Relação com: Instrução Normativa nº 21, de 23 de dezembro de 2014.<br>Instrução Normativa nº 17, de 1º de dezembro de 2021.<br>Portaria nº 8, de 3 de janeiro de 2022. | Comex/DBFlo |
| Estabelecer procedimentos a serem adotados junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, para efeito de registro e avaliação do potencial de periculosidade ambiental - (PPA) de agrotóxicos, seus componentes e afins.<br>Revisão da Portaria nº 84, de 15 de outubro de 1996.   | CGasq/Diqua |
| Consolidar normas sobre substâncias controladas pelo Protocolo de Montreal.  | CGQua/Diqua |
| Estabelecer exigências e procedimentos para o controle ambiental da importação, exportação, comércio, transferência, reciclagem, recuperação, uso e transporte de mercúrio metálico, bem como a destinação de resíduos de mercúrio em território nacional.<br>Revisão Instrução Normativa nº 26, de 10 de dezembro de 2024.  | CGQua/Diqua |
| Regulamentar a emissão de Certidão Ambiental.  | CGQua/Diqua |
| Estabelecer critérios para aplicação da modalidade de licenciamento de importação não automática para produtos sujeitos ao controle pelo Ibama.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 6, de 29 de maio de 2025.   | CGQua/Diqua |
| Regulamentar o Relatório Anual de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 22, de 22 de dezembro de 2021.  | CGQua/Diqua |
| Regulamentar a obrigação de inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 12, de 20 de agosto de 2021.  | CGQua/Diqua |
| Regulamentar diretrizes para a obtenção de Autorização Ambiental de Transporte e Aprovação de Transporte de materiais radioativos junto ao IBAMA e à CNEN.   | Cenef/Dilic |
| Estabelecer diretrizes relativas à emergência climática no licenciamento ambiental federal.  | Dilic       |
| Estabelecer procedimentos e orientações técnicas para subsidiar a realização de intervenções de dragagem de manutenção no âmbito do licenciamento ambiental federal.   | CGMac/Dilic |
| Regulamentar diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos.<br>Revisão da Instrução Normativa Ibama nº 01, de 2 de janeiro de 2018.  | CGMac/Dilic |
| Regulamentar diretrizes para apresentação e análise dos Programas de Descomissionamento de Instalações de empreendimentos marítimos de produção e escoamento de hidrocarbonetos licenciados pelo Ibama.  | CGMac/Dilic |
| Regulamentar orientações técnicas para Avaliação de Impacto Ambiental de Linhas de Transmissão, relacionada a análise de impactos de LTs sobre a fauna.  | CGLin/Dilic |
| Revisar e consolidar normas que estabelecem os procedimentos para a solicitação e emissão de Abio no âmbito do licenciamento ambiental federal.  | Coaes/Dilic |
| Estabelecer os procedimentos relacionados à delegação de licenciamento ambiental de competência federal.<br>Revisão da Instrução Normativa nº 8, de 20 de fevereiro de 2019.   | Coaes/Dilic |
| Atualizar procedimentos a partir da Lei Geral de Licenciamento Ambiental (Lei nº 15190/2025).  | Coaes/Dilic |
| Regulamentar métodos para classificação de níveis de risco de atividades conforme estabelecido no Decreto 10.178/2019.   | Coaes/Dilic |
| Disciplinar a compensação dos impactos residuais gerados pela supressão de vegetação nativa autorizada no âmbito do licenciamento ambiental federal.   | Coaes/Dilic |
| Regulamentar diretrizes de análise e conteúdo Mínimo do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras Incrustantes no âmbito do licenciamento ambiental federal.  | Coaes/Dilic |
| Definir a classificação de níveis de risco de atividades conforme estabelecido no Decreto 10.178/2019.   | DAN/Agest   |

**Ministério de Minas e Energia**

**SECRETARIA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO**

**PORTARIA SNTep/MME Nº 3.128, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

A SECRETÁRIA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO SUBSTITUTA DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso IX, da Portaria n. 692/GM/MME, de 5 de outubro de 2022, e considerando o que consta do Processo nº 48360.000100/2026-11, resolve:

Art. 1º Fica divulgada, para Consulta Pública, a minuta do Plano Nacional de Transição Energética - Plante, consoante com o disposto no art. 1º, inciso IX, e no art. 19, inciso V, do Anexo I, do Decreto nº 11.492, de 17 de abril de 2023 e com o atendimento do art. 9º do Despacho do Presidente da República referente à Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 5, de 26 de agosto de 2024.

Parágrafo único. Os documentos e informações pertinentes podem ser obtidos na página de Consultas Públicas do Ministério de Minas e Energia, no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/ptbr/servicos/consultas-publicas>, e no Portal Brasil Participativo, no endereço eletrônico <https://brasilparticipativo.presidencia.gov.br/>.

Art. 2º As contribuições dos agentes interessados, para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º, serão recebidas pelo período de 45 (quarenta e cinco) dias a contar da data de publicação desta Portaria, através da página de Consultas Públicas do Ministério de Minas e Energia e no Portal Brasil Participativo.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LORENA MELO SILVA PERIM

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

**DIRETORIA COLEGIADA**

**PORTARIA Nº 7.076, DE 22 DE ABRIL DE 2026**

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 7º, inciso IX, e no art. 9º do Regimento Interno, aprovado pela Portaria nº 349, de 28 de novembro de 1997, do Ministério de Minas e Energia, e com o que consta no Processo nº 48500.000964/2026-91, resolve:

Art. 1º Aprovar a prestação de contas anual da ANEEL do exercício de 2025.

Art. 2º A íntegra desta Portaria e seus anexos constam dos autos e estão disponíveis no endereço eletrônico <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/auditorias/prestacao-de-contas-aneel/prestacao-de-contas-aneel>.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO



# DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 29/04/2026 | Edição: 79 | Seção: 1 | Página: 60

Órgão: Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional de Energia Elétrica/Diretoria Colegiada

## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.154, DE 22 DE ABRIL DE 2026

Aprova as Regras e o Procedimento de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º, incisos XIV e XVII da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nos arts. 1º e 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 1º, §1º, inciso II, e no art. 2º, §1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do processo nº 48500.903662/2024-11, resolve:

Art. 1º Aprovar as Regras e os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) na forma dos módulos do Anexo I.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

**SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO**

### ANEXO I

| Módulo   | Vigência                       | Versão   | Anexo |
|--|--------------------------------|----------|-------|
| Medição Contábil   | A partir da data de publicação | 2026.5.2 | II    |
| Garantia Física  | A partir da data de publicação | 2026.5.2 | III   |
| Repasse do Risco Hidrológico do ACR  | A partir da data de publicação | 2026.5.2 | IV    |
| Procedimentos de Comercialização:<br>2.1 - Coleta e ajuste de dados de medição | A partir da data de publicação | 8.0      | V     |

**Medição Contábil****1. Introdução**

A "Medição Contábil" compreende os processos de ajuste e de agrupamento dos dados de medição em informações consolidadas por ativo tipo carga ou geração e por agente da CCEE.

O módulo "Medição Contábil" detalha o processo de agrupamento de dados e atribui propriedade às informações coletadas dos pontos de medição, ao agregar essas informações em ativos de geração ou consumo de energia.

O objetivo do módulo "Medição Contábil" é determinar:

- a geração por usina, definindo a energia comercial e de teste;
- o consumo por parcela de carga e de usina;
- a geração e o consumo total por agente já ajustados, de modo a incorporar as quantidades correspondentes de perdas da Rede Básica.

O módulo "Medição Contábil" ainda conta com sete anexos: (I) Cálculo do Fator de Disponibilidade, (II) Cálculo das Perdas Internas de Usinas e Perdas da Rede Compartilhada, (III) Tratamento do Suporte de Reativos, (IV) Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão, V) Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE e Ajuste da Garantia Física para Sazonalização do MRE, (VI) Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada e (VII) Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição. Esses cálculos são auxiliares para algumas das grandezas determinadas no módulo "Medição Contábil" e seus dados de saída também são necessários em etapas posteriores do processo de contabilização.

**1.1. Conceitos Básicos****1.1.1. O Esquema Geral**

O módulo "Medição Contábil", esquematizado na Figura 1, agrega e ajusta as informações de medição, consolidando os ativos de geração e consumo para cada agente:

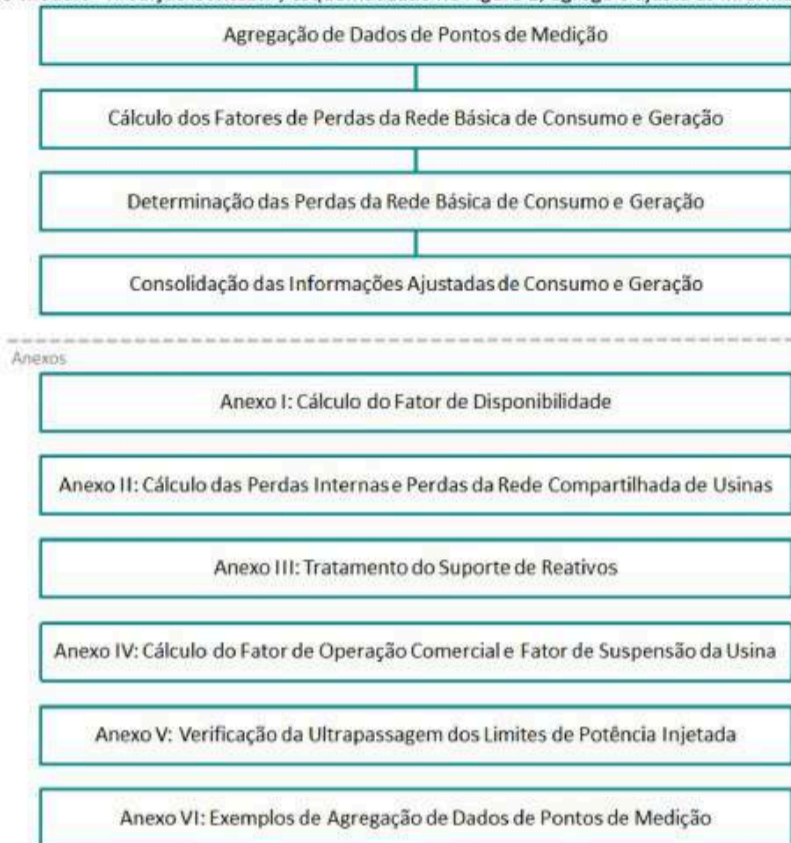


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo deste documento:

- **Agregação de Dados de Pontos de Medição:** responde pelo endereçamento, para cada agente, das medições em termos de ativos e suas respectivas parcelas, atendendo às características e particularidades de cada instalação.
- **Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** calcula, em valores percentuais, os fatores de perdas da Rede Básica associados às quantidades sujeitas a este ajuste.
- **Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** estabelece os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.
- **Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração:** ajusta os montantes gerados e consumidos, de acordo com as perdas da Rede Básica calculadas anteriormente, e consolida as informações por agente.
- **Anexos**
  - **Cálculo do Fator de Disponibilidade:** identifica os fatores de disponibilidade utilizados para ajuste da garantia física média parcial, da garantia física das usinas hidráulicas e da garantia física das usinas não hidráulicas. Tal fator é usado, ainda, para determinar a indisponibilidade das usinas comprometidas com CCEAR na modalidade disponibilidade de energia.
  - **Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas:** estabelece os valores de perdas internas de usinas, com o objetivo de ajustar o lastro para comercialização e dados determinados na barra desses empreendimentos. Inclui-se neste cálculo, além das perdas internas, o consumo próprio da usina para a manutenção de seus respectivos serviços auxiliares. Este Anexo também estabelece o cálculo das perdas da Rede Compartilhada, que se faz necessário quando a Garantia Física das usinas, está definida no Ponto de Medição Individual – PMI das usinas.
  - **Tratamento do Suporte de Reativos:** identifica as grandezas relacionadas à prestação de Serviços Ancilares por suporte de reativos das usinas, passíveis de ressarcimento pelos agentes, segundo a legislação vigente.
  - **Cálculo do Fator de Operação Comercial:** apura os fatores de ajuste da garantia física sazonalizada das usinas, em função do número de unidades geradoras em operação comercial em cada período de comercialização.
  - **Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE e Ajuste da Garantia Física para Sazonalização do MRE:** determina valores de indicadores de performance das usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente e participantes do MRE, que são utilizados para ajustes de informações utilizadas no processo de contabilização. A forma de determinação desses valores está condicionada a existência, ou não, de sistema de medição de vazões de vertimento instalado pelos proprietários das usinas.
  - **Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada:** Verifica a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada para as usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, para fins de comprovação do direito à venda de energia incentivada e/ou especial
  - **Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição:** apresenta uma lista de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

**1.1.2. Agregação de dados de pontos de medição**

O processo de agregar os dados dos pontos de medição pode ser compreendido como a consolidação dos valores fornecidos pelos canais C e G dos pontos de medição referenciados à Rede Básica em informações por ativos, contabilizados como cargas e usinas.

Tal conceito aplica-se, por exemplo, à determinação do valor consumido por uma planta industrial que possui diversos pontos de medição associados, ou da geração de uma usina com mais de um ponto de medição de geração líquida.

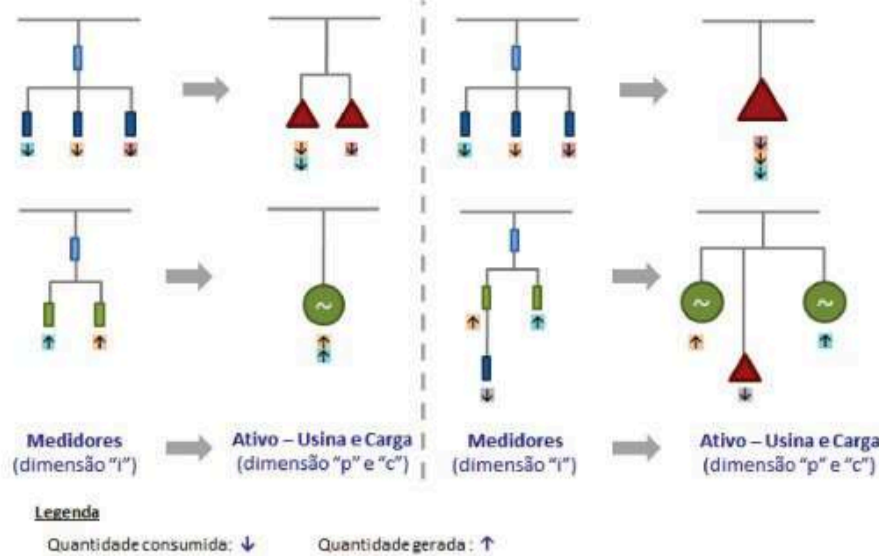


Figura 2: Exemplo de representação da agregação dados de pontos de medição para ativos

Essa consolidação depende da configuração elétrica e da localização dos pontos de medição instalados, exigindo um tratamento caso a caso, refletido no sistema de contabilização e liquidação por meio de um conjunto de expressões exclusivo por ativo.

As expressões correspondentes são cadastradas pela CCEE de acordo com a análise do esquema próprio de ligação elétrica (diagrama unifilar) dos ativos ao SIN, bem como com a análise da influência desses ativos em relação aos demais ativos modelados.

O resultado do processamento desses algoritmos traduz-se em informações de medição não ajustadas (pois ainda carecem da aplicação dos fatores de perdas de geração e consumo da Rede Básica), por ativos ou parcelas de ativos modelados no sistema, como uma representação contábil do universo físico dos agentes.

### 1.1.3. Ativos e parcelas de ativos

A atual estrutura do Setor Elétrico Brasileiro possibilita a um gerador comercializar a produção de uma usina segundo diversas modalidades, direcionando-a, por exemplo, ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de negociações bilaterais, ou ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio da venda em leilões.

Entretanto, o destino dado à energia comercializada deve ser identificado em função das diferentes regras de negócios específicas ou da legislação vigente.

Desse modo, uma usina pode contemplar diversas parcelas em função de seus tratamentos, identificadas pela dimensão "p".

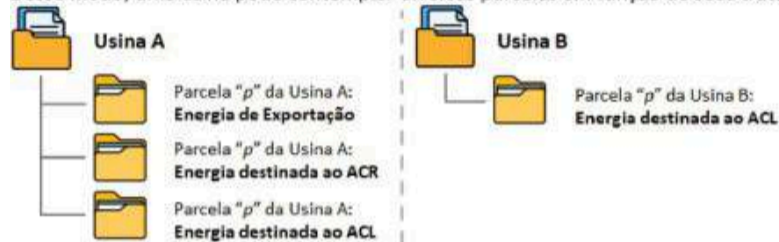


Figura 3: Esquema de modelagem de parcelas "p" de uma usina A ou B

A Figura 3 ilustra a modelagem de parcelas cadastradas para uma usina de forma semelhante à estrutura de arquivos de um computador. Cada "pasta" representa uma parcela de usina e contém as informações cadastrais e as medições associadas; cada parcela, por sua vez, é tratada conforme legislação ou regra de negócios específica.

De modo análogo, as cargas modeladas também podem conter parcelas de carga para representar uma configuração específica. As parcelas de carga são representadas pela dimensão "c".

Assim, para as Regras de Comercialização, os ativos são divididos e tratados por:

- parcelas de cargas, identificadas nas expressões desse módulo pela dimensão "c" ou;
- parcelas de usinas, identificadas pela dimensão "p".

### 1.1.4. Modelagem de Centrais Usinas Híbridas (UGH) ou Associadas

Para as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) ou Associadas, como se trata de mais de um ativo que compartilha o mesmo ponto de conexão, é necessário seguir algumas regras de modelagem para garantir a conformidade regulatória de comercialização destes conjuntos de geração, descritas a seguir:

- Centrais Geradoras Associadas:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com outorgas autorizativas separadas, que compartilham física e contratualmente (CUST) o mesmo ponto de conexão, sendo obrigatória a medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas "p" individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas "p".
- Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e optaram pela medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas "p" individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas "p".
- Centrais Geradoras Híbridas sem separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e não optaram pela medição individualizada por fonte. Tal opção apenas pode ocorrer, caso as fontes em questão não sejam despacháveis pelo ONS, conforme consta nos Procedimentos de Rede. Portanto, como não é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de ambos os ativos devem corresponder a uma única parcela de usinas "p".

A figura a seguir ilustra a modelagem a ser realizada para cada arranjo de usinas híbridas:

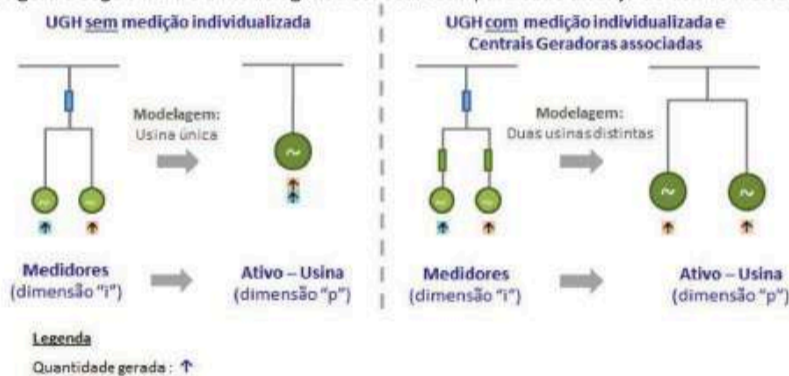


Figura 4 - Representação da modelagem dos possíveis arranjos de usinas híbridas

No caso de UGH com separação de medição e Centrais Geradoras Associadas, como a modelagem dos ativos será em parcelas de usinas "p" distintas, cada parcela deverá conter o cadastro individual de cada fonte, conforme os respectivos parâmetros descritos no(s) ato(s) de outorga.

No caso de UGH sem separação de medição, como a modelagem dos ativos será em uma única parcela de usina "p", o cadastro deverá conter todas as unidades geradoras, capacidade total e demais parâmetros de forma conjunta. Como as fontes não despacháveis pelo ONS possuem semelhança regulatória para fins de comercialização de energia, será facultada ao agente a escolha do cadastro da fonte principal, dentre às fontes da UGH autorizada. Ressalta-se que, conforme previsto na regulação, as UGH sem separação de medição não poderão participar do MRE, o percentual do desconto na TUST será o menor entre as fontes autorizadas e a comercialização de Energia Especial apenas será permitida se todas as fontes forem enquadradas como Especial. Além disso, parâmetros como disponibilidade ou perdas, assim como outros dessa natureza, se aplicável, deverão ser cadastrados os valores mais conservadores dentre os ativos autorizados (maior perda e menor disponibilidade).

### 1.1.5. Cálculo dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica incidentes sobre o Consumo e Geração do SIN

As perdas elétricas associadas ao transporte da energia elétrica no SIN, por meio da Rede Básica, provocam um desequilíbrio entre os dados de medição de produção e de consumo total de energia coletados pelo SCDE.

Esse efeito encontra-se ilustrado na Figura 5:

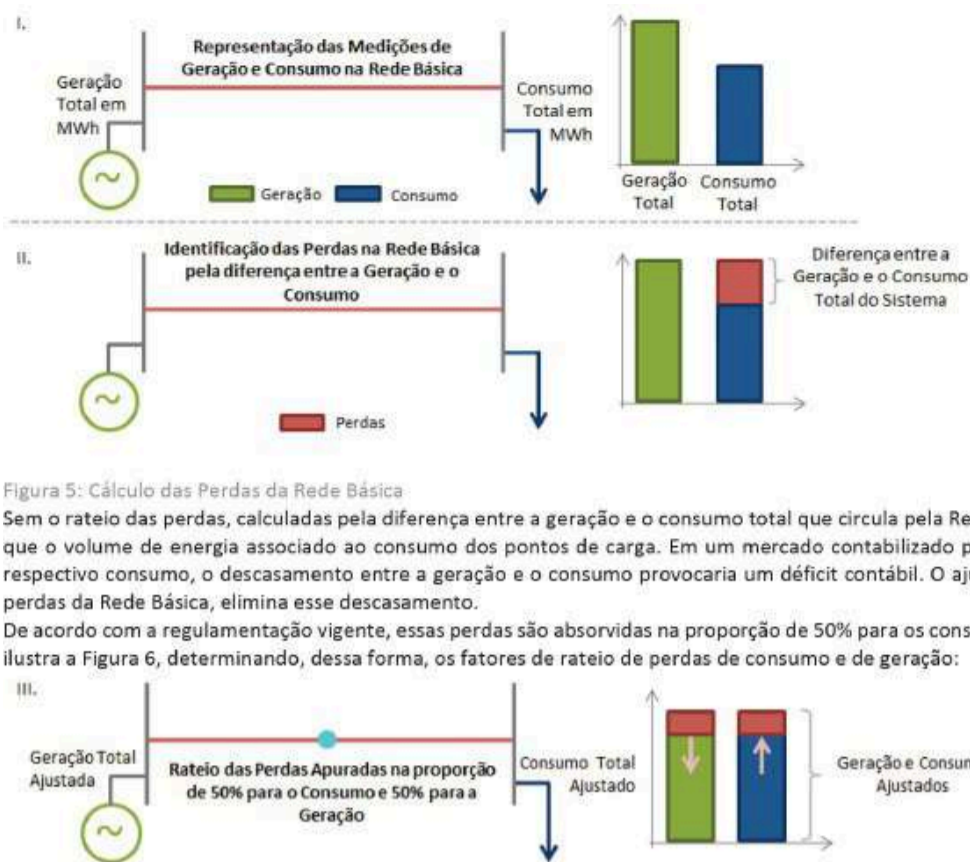


Figura 5: Cálculo das Perdas da Rede Básica

Sem o rateio das perdas, calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total que circula pela Rede Básica, o volume de energia contabilizado para os geradores seria naturalmente maior que o volume de energia associado ao consumo dos pontos de carga. Em um mercado contabilizado por diferenças, como se apresenta o Setor Elétrico, onde não existe produção sem o seu respectivo consumo, o descasamento entre a geração e o consumo provocaria um déficit contábil. O ajuste das informações de medição dos agentes que participam do rateio, incorporando as perdas da Rede Básica, elimina esse descasamento.

De acordo com a regulamentação vigente, essas perdas são absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores participantes do rateio de perdas da Rede Básica, como ilustra a Figura 6, determinando, dessa forma, os fatores de rateio de perdas de consumo e de geração:

Figura 6: Representação do Rateio de Perdas da Rede Básica

### 1.1.6. Geração e consumo participantes do rateio de perdas da rede básica

A partir da energia proveniente da geração comercial de uma usina, bem como o consumo associado aos ativos de carga, é necessário ajustar esses valores em função do rateio de perdas da Rede Básica.

No geral, tais ajustes são obtidos pela aplicação das perdas calculadas ao consumo ou à geração que efetivamente participa do rateio de perdas da Rede Básica.

Destaca-se que, para os ativos de geração, nem todas as usinas participam desse rateio. As usinas não interligadas à Rede Básica, à exceção daquelas consideradas quando do estabelecimento dos montantes dos Contratos Iniciais, deverão ser desconsideradas no rateio das perdas elétricas apuradas na Rede Básica.

A Figura 7 apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para usinas:



Figura 7: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para usinas

Em contrapartida, todas as parcelas de carga participam do rateio de perdas da Rede Básica, segundo as Regras de Comercialização vigentes, na proporção de seu consumo suprido por energia proveniente dessa rede.

A Figura 8 apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para os pontos de consumo:

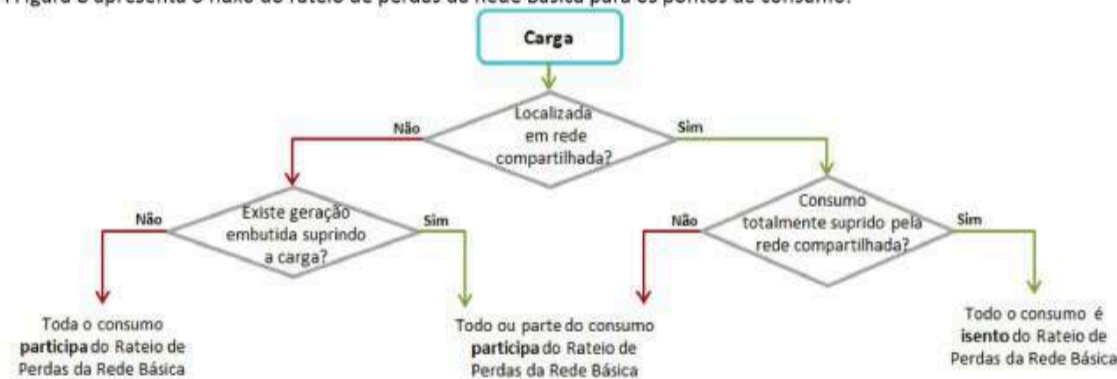


Figura 8: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para pontos de consumo

### 1.1.7. Consolidação das informações ajustadas

Identificados os volumes participantes e isentos do rateio de perdas da Rede Básica, os dados de medição dos ativos cadastrados são ajustados em:

- Geração Final por usina
- Geração Final de Teste por usina
- Consumo por carga
- Consumo da Geração Final por usina

Concluído o processo de ajuste dos dados de medições contábeis, ocorre a consolidação das informações de consumo e geração de propriedade de cada agente, no período de comercialização e submercado (N, NE, SE/CO e S). Detalhamento das Etapas da Medição Contábil

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Medição Contábil", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 1.2. Agregação de Dados de Pontos de Medição

#### Objetivo:

Agrupar os dados de medição em ativos de consumo e/ou geração e suas respectivas parcelas.

#### Contexto:

A agregação de dados de pontos de medição ajustados, segundo comandos do módulo "Medição Física", em ativos e parcelas, corresponde ao primeiro passo do módulo "Medição Contábil", conforme ilustrado na Figura 9:

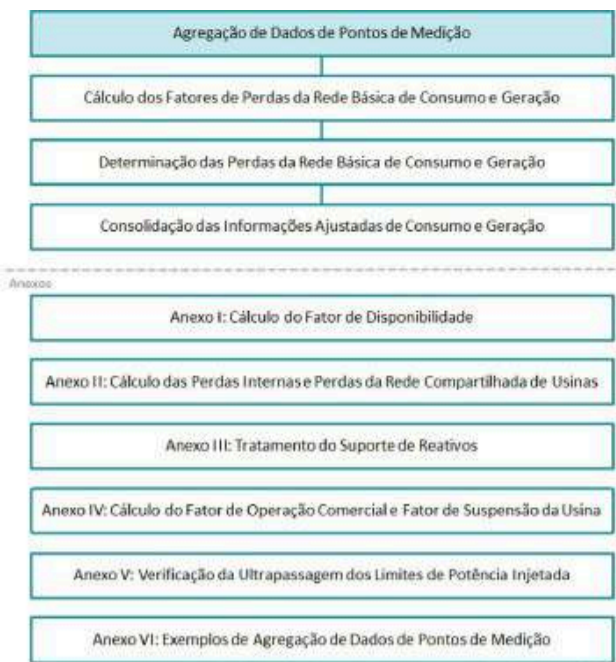


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 1.2.1. Detalhamento do Processo de Agregação de Dados de Pontos de Medição

A agregação de dados consiste no tratamento dos dados de medição por ponto de medição, provenientes do módulo "Medição Física", em ativos e parcelas de ativos.

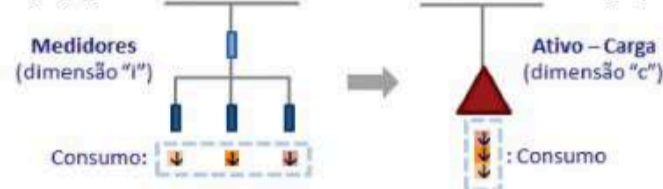


Figura 10: Exemplo de representação da agregação de dados de uma planta industrial com diversos pontos de medição associados

Destaca-se que a consolidação dos valores obtidos por ponto de medição em informações por ativo depende de um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas, conforme a configuração elétrica de cada instalação.

Em razão das peculiaridades, não há como definir comandos padronizados que sejam válidos para o tratamento de todas as configurações elétricas. Uma lista não exaustiva é apresentada no ANEXO VII – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição.

Após o processo particular de agregação de dados de pontos de medição, as informações são segregadas em geração, consumo e seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

### 1.2.2. Dados de Entrada para Agregação de Dados de Pontos de Medição

|                                |   |   |
|--------------------------------|---|---|
| <b>CAP<sub>ij</sub></b>        | <b>Capacidade Instalada</b>   |   |
|                                | Descrição   | Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i" de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"          |
|                                | Unidade   | MW  |
|                                | Fornecedor  | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos   |
| <b>CAP<sub>Tp</sub></b>        | <b>Capacidade Instalada Total</b>   |   |
|                                | Descrição   | Capacidade instalada total da usina "p", definida conforme ato autorizativo da ANEEL  |
|                                | Unidade   | MW  |
|                                | Fornecedor  | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos   |
| <b>INF_TESTE<sub>p,j</sub></b> | <b>Fator de Teste Informado pelo Agente</b>   |   |
|                                | Descrição   | Informação de Teste associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|                                | Unidade   | n.a.  |
|                                | Fornecedor  | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>M<sub>Cij</sub></b>         | <b>Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição</b>                              |   |
|                                | Descrição   | Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição "i", no período de comercialização "j" ajustadas pela topologia em árvore                   |
|                                | Unidade   | MWh   |
|                                | Fornecedor  | Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)   |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos, Negativos ou Zero  |
| <b>M<sub>C_PRBi,j</sub></b>    | <b>Medição Ajustada Final do Canal C do ponto de medição que Participa da Rede Básica</b> |   |
|                                | Descrição   | Informação medida de consumo, no período de comercialização "j", por ponto de medição "i" ajustadas pela topologia em árvore, que participam da Rede Básica |
|                                | Unidade   | MWh   |
|                                | Fornecedor  | Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)   |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos, Negativos ou Zero  |
| <b>M<sub>Gij</sub></b>         | <b>Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição</b>                              |   |
|                                | Descrição   | Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j" ajustadas pela topologia em árvore                   |
|                                | Unidade   | MWh   |
|                                | Fornecedor  | Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)   |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos, Negativos ou Zero  |
| <b>M<sub>G_PRBi,j</sub></b>    | <b>Medição Ajustada Final do Canal G do ponto de medição que Participa da Rede Básica</b> |   |
|                                | Descrição   | Informação medida de geração no período de comercialização "j", por ponto de medição "i" ajustadas pela topologia em árvore que participam da Rede Básica   |
|                                | Unidade   | MWh   |
|                                | Fornecedor  | Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)   |
|                                | Valores Possíveis   | Positivos, Negativos ou Zero  |

### 1.2.3. Dados de Saída do Processo de Agregação de Dados de pontos de medição

|                                 |   |   |
|---------------------------------|---|---|
| <b>MBU<sub>p,j</sub></b>        | <b>Medição Bruta da Usina em Operação Comercial</b>                                     |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de geração bruta da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_C<sub>c,j</sub></b>      | <b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga</b>   |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga "c", no período de comercialização "j"  |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_C_PRB<sub>c,j</sub></b>  | <b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica</b>            |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga "c", no período de comercialização "j"            |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>     | <b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>                              |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"                               |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_CG_PRB<sub>p,j</sub></b> | <b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica</b> |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_G<sub>p,j</sub></b>      | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>   |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_GD<sub>p,j</sub></b>     | <b>Medição de Geração Desconsiderada Não Ajustada da Usina</b>                          |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de geração desconsiderada, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"                           |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_G_PRB<sub>p,j</sub></b>  | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>            |   |
|                                 | Descrição   | Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"            |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>     | <b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina</b>                                |   |
|                                 | Descrição   | Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j"                                      |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>MED_GT_PRB<sub>p,j</sub></b> | <b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>   |   |
|                                 | Descrição   | Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j"        |
|                                 | Unidade   | MWh   |
|                                 | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |

### 1.3. Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

#### Objetivo:

Definir os Fatores de Perdas de Consumo e Geração do SIN.

#### Contexto:

Os fatores de perdas de consumo e geração são utilizados para ajustar os dados de medição antes de sua consolidação por agente. A Figura 11 situa a etapa de apuração dos fatores de perdas da Rede Básica em relação ao módulo completo.

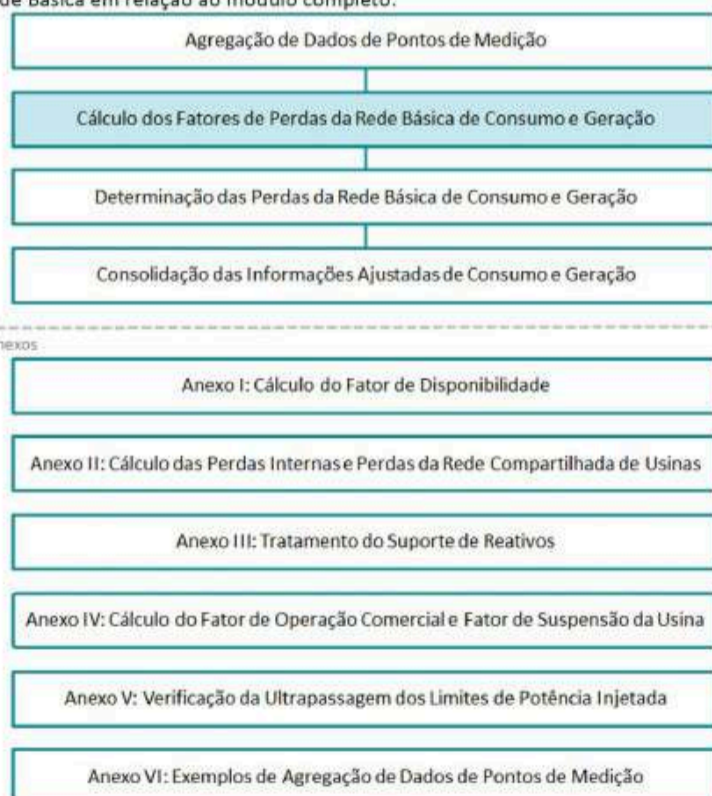


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

**1.3.1. Detalhamento do Cálculo dos Fatores de Perdas de Consumo e Geração**

O cálculo dos fatores de perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas da Rede Básica
- Cálculo do Fator de Perdas de Geração
- Cálculo do Fator de Perdas de Consumo
- Cálculo das Perdas da Rede Básica

O processo de cálculo das Perdas da Rede Básica é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1 O Total de Perdas da Rede Básica é determinado pela diferença entre o Total de Geração e o Total de Consumo apurados da Rede Básica, para cada período de comercialização, por meio da expressão a seguir:

$$TOT_{P_j} = TOT_{G_j} - TOT_{C_j}$$

Onde:

$TOT_{P_j}$  é o Total de Perdas da Rede Básica no período de comercialização "j"

$TOT_{G_j}$  é a Geração Total da Rede Básica no período de comercialização "j"

$TOT_{C_j}$  é o Consumo Total da Rede Básica no período de comercialização "j"

1.1 O Total de Geração da Rede Básica corresponde ao total de geração do sistema, incluindo a geração de teste:

$$TOT_{G_j} = \sum_p (MED_{G_{p,j}} + MED_{GT_{p,j}})$$

Onde:

$TOT_{G_j}$  é a Geração Total da Rede Básica no período de comercialização "j"

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED_{GT_{p,j}}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

1.2 O Total de Consumo Associado à Rede Básica corresponde ao total de consumo apurado (incluído o consumo da geração), em cada período de comercialização "j":

$$TOT_{C_j} = \sum_c MED_{C_{c,j}} + \sum_p MED_{CG_{p,j}}$$

Onde:

$TOT_{C_j}$  é o Consumo Total da Rede Básica no período de comercialização "j"

$MED_{C_{c,j}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$MED_{CG_{p,j}}$  é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

- **Cálculo do Fator de Perdas de Geração**

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

2 O Fator de Rateio de Perdas de Geração é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao gerador:

$$XP_{GLF_j} = \frac{TOT_{GP_j} - \frac{TOT_{P_j}}{2}}{TOT_{GP_j}}$$

Onde:

$TOT_{GP_j}$  é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"

$TOT_{P_j}$  é o Total de Perdas da Rede Básica no período de comercialização "j"

$XP_{GLF_j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, no período de comercialização "j"

2.1 A Geração Total Participante do Rateio de Perdas abrange toda a geração sujeita ao rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra e consolida todas essas informações é dada por:

$$TOT_{GP_j} = \sum_{p \in PPRB} (MED_{G_{PRB_{p,j}}} + MED_{GT_{PRB_{p,j}}})$$

Onde:

$TOT_{GP_j}$  é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"

$MED_{G_{PRB_{p,j}}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED_{GT_{PRB_{p,j}}}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PPRB" é o conjunto de parcelas da usina "p" que participam do rateio de perdas da Rede Básica

3 O cálculo do Fator de Rateio de Perdas Associado à Usina é realizado em função da participação ou não dos empreendimentos no rateio de perdas da Rede Básica, dado pelas expressões:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$UXP_{GLF_{p,j}} = XP_{GLF_j}$$

Caso contrário:

$$UXP_{GLF_{p,j}} = 1$$

Onde:

$UXP_{GLF_{p,j}}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", no período de comercialização "j"

$XP_{GLF_j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, no período de comercialização "j"

- **Cálculo do Fator de Perdas de Consumo**

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Consumo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

4 O Fator de Rateio de Perdas de Consumo é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao consumo:

$$XP_{CLF_j} = \frac{TOT_{CP_j} + \frac{TOT_{P_j}}{2}}{TOT_{CP_j}}$$

Onde:

$TOT_{P_j}$  é o Total de Perdas da Rede Básica no período de comercialização "j"

$TOT_{CP_j}$  é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"

$XP_{CLF_j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, no período de comercialização "j"

4.1 Para o cálculo do Consumo Total Participante do Rateio de Perdas, identifica-se o total de consumo sobre o qual incidem os fatores de rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra o consumo participante do rateio de perdas é:

$$TOT_{CP_j} = \sum_{p \in PPRB} MED_{CG_{PRB_{p,j}}} + \sum_c MED_{C_{PRB_{c,j}}}$$

Onde:

$TOT_{CP_j}$  é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"

$MED_{CG_{PRB_{p,j}}}$  é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PPRB" é o conjunto de parcelas de usina "p" que participam do rateio de perdas da Rede Básica

$MED_{C_{PRB_{c,j}}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

**1.3.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo**

| Medição de Consumo Não Ajustada da carga                              |                   |  |
|---|-------------------|--|
| MED <sub>C<sub>c,j</sub></sub>  | Descrição         | Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga "c", no período de comercialização "j"                               |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica |                   |  |
| MED <sub>C<sub>PRB<sub>c,j</sub></sub></sub>                          | Descrição         | Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga "c", no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada                   |                   |  |
| MED <sub>CG<sub>p,j</sub></sub>                                       | Descrição         | Informação medida de consumo da geração agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"                     |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>MED_G<sub>p,j</sub></b>   | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>                                       |  |
|  | Descrição   | Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Fornecedor  | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_G_PRB<sub>p,j</sub></b>   | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>          |  |
|  | Descrição   | Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Fornecedor  | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>  | <b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina</b>                              |  |
|  | Descrição   | Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Fornecedor  | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_GT_PRB<sub>p,j</sub></b>  | <b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b> |  |
|  | Descrição   | Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Fornecedor  | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>1.3.3. Dados de Saída do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo</b> |   |  |
| <b>TOT_CP<sub>j</sub></b>  | <b>Consumo Total Participante do Rateio de Perdas</b>                                 |  |
|  | Descrição   | Consumo Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>TOT_GP<sub>j</sub></b>  | <b>Geração Total Participante do Rateio de Perdas</b>                                 |  |
|  | Descrição   | Geração Total Participante do Rateio de Perdas no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>   | <b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>                         |  |
|  | Descrição   | Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1   |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>XP_CLF<sub>j</sub></b>  | <b>Fator de Rateio de Perdas de Consumo</b>   |  |
|  | Descrição   | Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), no período de comercialização "j" |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>XP_GLF<sub>j</sub></b>  | <b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b>   |  |
|  | Descrição   | Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), no período de comercialização "j"                      |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |

#### 1.4. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

##### Objetivo:

Estabelecer os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.

##### Contexto:

O cálculo das perdas de consumo e geração é necessário para ajustar as informações de medição, antes da consolidação dessas grandezas por agente da CCEE, de acordo com a participação de cada consumo/geração na Rede Básica.

A Figura 12 exibe a posição dessa etapa do cálculo em relação ao módulo "Medição Contábil":

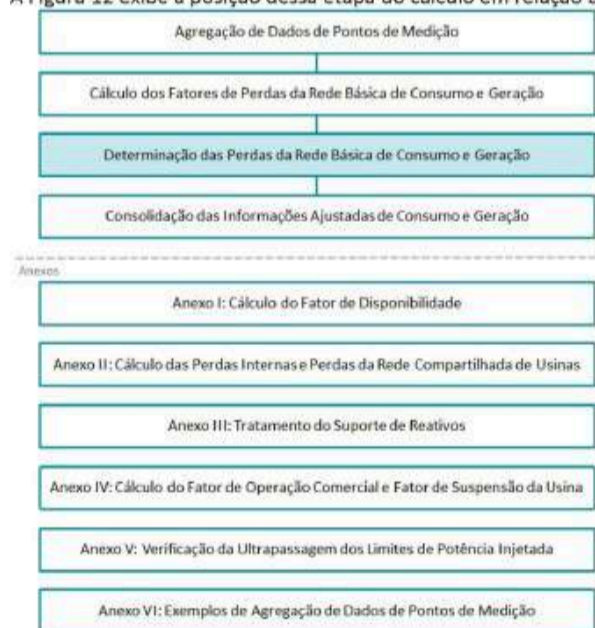


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

##### 1.4.1. Detalhamento do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

O processo de cálculo das perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5 As perdas da Rede Básica associadas aos pontos de consumo são determinadas, para cada período de comercialização, pela aplicação do fator de rateio de perdas de consumo na medição de consumo participante das perdas da Rede Básica, por meio da expressão a seguir:

$$PERDAS_{C_c,j} = MED_{C\_PRB_{c,j}} * (XP\_CLF_j - 1)$$

Onde:

PERDAS<sub>C<sub>c,j</sub></sub> corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização "j", por parcela de carga "c"

MED<sub>C\_PRB<sub>c,j</sub></sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

XP<sub>CLF<sub>j</sub></sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, no período de comercialização "j"

6 As perdas da Rede Básica, associadas às parcelas de usina, são determinadas no período de comercialização e dadas pela medição de geração participante das perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para as parcelas de usina não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{G_{p,j}} = MED_{G\_PRB_{p,j}} * (1 - XP_{GLF_j})$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{G_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS<sub>G<sub>p,j</sub></sub> corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

MED<sub>G\_PRB<sub>p,j</sub></sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

XP<sub>GLF<sub>j</sub></sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, no período de comercialização "j"

7 As perdas da Rede Básica, associadas à geração de teste das usinas, são determinadas no período de comercialização e dadas pela medição de geração de teste participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração de Teste, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{GT_{p,j}} = MED_{GT\_PRB_{p,j}} * (1 - XP_{GLF_j})$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{GT_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS<sub>GT<sub>p,j</sub></sub> corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

MED<sub>GT\_PRB<sub>p,j</sub></sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

XP<sub>GLF<sub>j</sub></sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, no período de comercialização "j"

8 As perdas da Rede Básica associadas ao consumo da usina são determinadas no período de comercialização e dadas pela medição de consumo da geração participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de consumo apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Consumo da Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:

$$PERDAS_{CG_{p,j}} = MED_{CG\_PRB_{p,j}} * (XP_{CLF_j} - 1)$$

Caso contrário:

$$PERDAS_{CG_{p,j}} = 0$$

Onde:

PERDAS<sub>CG<sub>p,j</sub></sub> corresponde às Perdas do Consumo da Geração no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

MED<sub>CG\_PRB<sub>p,j</sub></sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

XP<sub>CLF<sub>j</sub></sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, no período de comercialização "j"

#### 1.4.2. Dados de Entrada do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo:

| Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica            |                   |  |
|--|-------------------|--|
| MED <sub>C_PRB<sub>c,j</sub></sub>   | Descrição         | Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga "c", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica |                   |  |
| MED <sub>CG_PRB<sub>p,j</sub></sub>  | Descrição         | Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica            |                   |  |
| MED <sub>G_PRB<sub>p,j</sub></sub>   | Descrição         | Informação medida de geração que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica   |                   |  |
| MED <sub>GT_PRB<sub>p,j</sub></sub>  | Descrição         | Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Fator de Rateio de Perdas de Consumo   |                   |  |
| XP <sub>CLF<sub>j</sub></sub>  | Descrição         | Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Fator de Rateio de Perdas de Geração   |                   |  |
| XP <sub>GLF<sub>j</sub></sub>  | Descrição         | Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), no período de comercialização "j"                      |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

#### 1.4.3. Dados de Saída do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo

| Perdas de Consumo                  |                   |   |
|------------------------------------|-------------------|---|
| PERDAS <sub>C<sub>c,j</sub></sub>  | Descrição         | Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga "c", no período de comercialização "j"                        |
|                                    | Unidade           | MWh   |
|                                    | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Perdas de Consumo da Geração       |                   |   |
| PERDAS <sub>CG<sub>p,j</sub></sub> | Descrição         | Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|                                    | Unidade           | MWh   |
|                                    | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

| PERDAS_G <sub>p,j</sub> | Perdas de Geração |  |
|-------------------------|-------------------|--|
|                         | Descrição         | Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|                         | Unidade           | MWh  |
|                         | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

| PERDAS_GT <sub>p,j</sub> | Perdas de Geração de Teste |  |
|--------------------------|----------------------------|--|
|                          | Descrição                  | Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|                          | Unidade                    | MWh  |
|                          | Valores Possíveis          | Positivos ou Zero  |

### 1.5. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

#### Objetivo:

Consolidar as informações de geração e consumo por agente da CCEE, ajustando essas medições em função das perdas da Rede Básica.

#### Contexto:

Uma vez identificadas as informações de consumo, de geração comercial e de teste, e de perdas associadas aos ativos medidos, ocorre a consolidação do total de consumo e geração por agente. A contabilização da CCEE depende das informações ajustadas e consolidadas para apuração das diferenças pelos volumes físicos e contratados no centro de gravidade.

A Figura 13 situa a etapa de consolidação das informações ajustadas de consumo e geração em relação ao módulo completo.

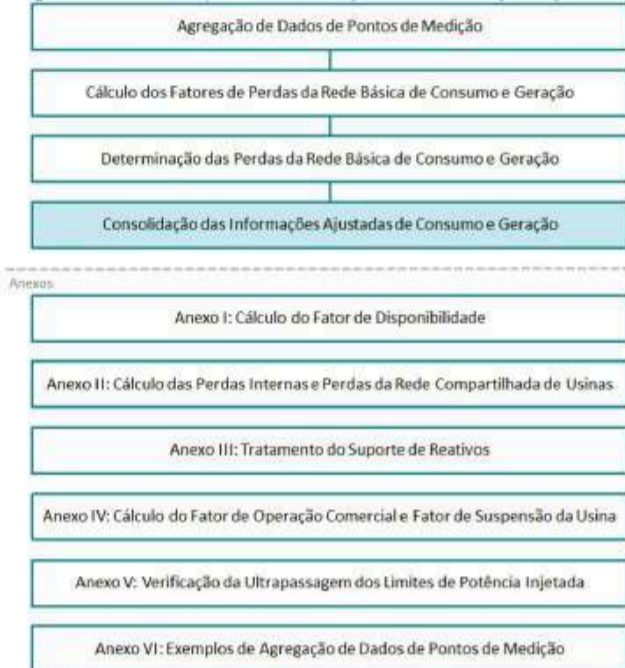


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

#### 1.5.1. Detalhamento da Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

O processo de consolidação das informações de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

9 A Geração Final de uma usina é dada pela medição da geração comercial apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de uma determinada usina é:

$$G_{p,j} = \left( MED_{G_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{G_{p,j}} \right)$$

Onde:

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PERDAS_{G_{p,j}}$  corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

"PP" é o conjunto de perdas de parcelas das usinas "p", que são atribuídas à parcela de usina "p"

10 A Geração Final de Teste de uma usina é dada pela medição de geração de teste apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de teste um empreendimento de geração é dada por:

$$GFT_{p,j} = MED_{GT_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{GT_{p,j}}$$

Onde:

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED_{GT_{p,j}}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PERDAS_{GT_{p,j}}$  corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

"PP" é o conjunto de perdas das parcelas das usinas "p" que são atribuídas à parcela de usina "p"

11 O Total de Geração do Agente é determinado pela soma da geração final e a geração final de teste de todas as usinas do agente, por submercado e período de comercialização, conforme a expressão a seguir:

$$TGG_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in S \\ p \in a}} (G_{p,j} + GFT_{p,j})$$

Onde:

$TGG_{a,s,j}$  é a Geração Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

12 Para uma usina que apresenta um consumo associado à geração, seu Consumo da Geração Final da Usina é acrescido das perdas da Rede Básica associadas ao ativo, dado pela expressão:

$$CGF_{p,j} = MED_{CG_{p,j}} + \sum_{p \in PP} PERDAS_{CG_{p,j}}$$

Onde:

$CGF_{p,j}$  é o Consumo da Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED_{CG_{p,j}}$  é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PERDAS_{CG_{p,j}}$  corresponde às Perdas de Consumo da Geração no período de comercialização "j", por parcela de usina "p"

"PP" é o conjunto de perdas das parcelas das usinas "p", que são atribuídas à parcela de usina "p"

13 O Consumo da Geração do Agente é determinado pela soma do Consumo de Geração de todas as usinas do agente, em um determinado submercado e período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$TGGC_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in S \\ p \in a}} CGF_{p,j}$$

Onde:

$TGGC_{a,s,j}$  é o Consumo de Geração Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$CGF_{p,j}$  é o Consumo de Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

14 O consumo final, ou reconciliado, de uma carga é determinado no período de comercialização, por meio do ajuste das perdas da Rede Básica associadas à carga, de acordo com a seguinte expressão:

$$RC_{c,j} = MED_{C_{c,j}} + \sum_{c \in CP} PERDAS_{C_{c,j}}$$

Onde:

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$MED_{C_{c,j}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$PERDAS_{C_{c,j}}$  corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização "j", por parcela de carga "c"

"CP" é o conjunto de perdas das parcelas de cargas "c", que são atribuídas à parcela de carga "c"

15 Conforme definido em regulamentação específica, para os consumidores livres que possuem cargas atendidas parcialmente pela Distribuidora Local (Distribuidora Local: Agente de Distribuição responsável pela área de concessão ou permissão onde estão localizadas as unidades consumidoras de responsabilidade do Consumidor Livre), é preciso determinar o consumo cativo de cada unidade consumidora, já que esse deve ser tratado como consumo do agente da categoria distribuição para fins de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

16 A relação comercial, constituída pelo consumidor livre com a distribuidora local para aquisição de energia elétrica de cada carga parcialmente livre, é amparada pelo Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme definido em regulamentação específica.

16.1 Para contratos firmados que não estão em conformidade com a regulamentação específica, serão consideradas as disposições desses contratos durante um período de transição, até que todas as relações contratuais envolvendo a aquisição de energia elétrica por um consumidor livre, junto à distribuidora local, estejam em conformidade com as novas diretrizes consagradas pelo regulador.

17 Em função do disposto acima, o consumo cativo será obtido da seguinte forma:

17.1 Para cada carga parcialmente livre, cuja distribuidora local tenha informado que possui um CCER em conformidade com as disposições apresentadas na em regulamentação específica, no mês de apuração "m", o consumo cativo será determinado por meio da energia consumida pela carga limitada na quantidade mensal de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo e modulada conforme seu perfil de consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = \min \left( RC_{c,j}; \left( QM\_REG_{c,m} * \frac{RC_{c,j}}{\sum_m RC_{c,j}} \right) * \frac{RC_{c,j}}{MED_{C_{c,j}}} \right)$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$QM\_REG_{c,m}$  é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga "c", do Consumidor Livre, no mês de apuração "m"

$MED_{C_{c,j}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

17.2 Para as demais cargas parcialmente livres, o consumo cativo será determinado pela energia consumida pela carga limitada na quantidade modulada de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = \min \left( RC_{c,j}; \left( Q\_REG_{c,j} * \frac{RC_{c,j}}{MED_{C_{c,j}}} \right) \right)$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$Q\_REG_{c,j}$  é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga "c", do Consumidor Livre, no período de comercialização "j"

$MED_{C_{c,j}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

17.3 Para as demais cargas livres, o consumo cativo não deve ser considerado, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = 0$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

18 O consumo que está no ambiente livre da carga é determinado a partir da diferença entre o total de consumo da carga e o montante de consumo cativo da mesma, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_AL_{c,j} = RC_{c,j} - RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no ambiente livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

19 O Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador, que será somado às demais cargas do distribuidor ou gerador, é determinado pela soma de todo o consumo cativo atendido pelo agente, expresso por:

$$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in CAT\_D\_G}} RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

"CAT\_D\_G" é o conjunto de parcelas de cargas, atendidas pelo agente "a"

20 O Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre, que será subtraído das cargas do consumidor livre, é determinado pela soma do consumo das cargas cativas do agente, expresso por:

$$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in A}} RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga "c", no período de comercialização

**Apuração do Consumo Agregado na Modalidade de Simplificação de Medição**

21 Os consumidores livres do varejo, representados por agente varejista na modalidade de simplificação de medição, devem ser contabilizados agregados no respectivo perfil de comercialização do agente varejista representante. Desta forma, o consumo do perfil do agente varejista deve ser acrescido pela soma do consumo de todas suas unidades consumidoras conectadas em todos os agentes de distribuição, em que o agente varejista possui representados na modalidade de simplificação de medição, conforme expressão:

$$MED\_C\_AGREG\_VAR_{a,s,j} = \sum_{\alpha} MED\_AGREG_{\alpha,a,s,j}$$

Onde:

$MED\_C\_AGREG\_VAR_{a,s,j}$  é o Consumo Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED\_AGREG_{\alpha,a,s,j}$  é o Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição "α", do perfil varejista de medição simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

22 Uma vez agregado em cada perfil escolhido pelo agente varejista, o consumo resultante para a realização da contabilização deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme a seguinte expressão:

$$TRC\_AGREG\_VAR_{a,s,j} = MED\_C\_AGREG\_VAR_{a,s,j} * XP\_CLF_j$$

Onde:

$TRC\_AGREG\_VAR_{a,s,j}$  é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED\_C\_AGREG\_VAR_{a,s,j}$  é o Consumo Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$XP\_CLF_j$  é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização "j"

23 Para os agentes de distribuição, é necessária a apuração da quantidade de consumo agregado no modelo de simplificação de medição de todos os varejistas que representam unidades consumidoras conectadas na respectiva área de concessão, com o intuito de abater o consumo total medido da concessionária ou permissionária, uma vez que a carga agregada é de responsabilidade do agente varejista e não do agente de distribuição. Portanto, o consumo agregado a ser abatido do agente de distribuição é a soma de todo o consumo agregado de responsabilidade dos agentes varejistas, conforme expressão:

$$MED\_C\_AGREG\_DIS_{a,s,j} = \sum_{\alpha} MED\_AGREG_{\alpha,a,s,j}$$

Onde:

$MED\_C\_AGREG\_DIS_{a,s,j}$  é o Consumo Agregado a ser Abatido do Agente de Distribuição "α", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$MED\_AGREG_{\alpha,a,s,j}$  é o Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição "α", do perfil varejista de medição simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

24 Como há agentes de distribuição que podem ter mais de uma carga modelada, rateia-se o consumo agregado de responsabilidade do agente varejista a ser abatido do agente de distribuição de maneira proporcional ao consumo de cada carga modelada no agente de distribuição, conforme expressão:

$$MED\_C\_AGREG\_DIS\_A_{a,s,j} = MED\_C\_AGREG\_DIS_{a,s,j} * \frac{\sum_{c \in A} MED_{C_{c,j}}}{\sum_{\alpha \in A} \sum_{c \in A} MED_{C_{c,j}}}$$

$\forall \alpha \in \text{"classe distribuição"}$

Onde:

MED\_C\_AGREG\_DIS\_A<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C\_AGREG\_DIS\_α<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Agregado a ser Abatido do Agente de Distribuição "α", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C<sub>c,j</sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

25 De maneira análoga ao consumo assumido pelo agente varejista, o consumo agregado a ser abatido do perfil de agente de distribuição deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme expressão:

$$TRC\_AGREG\_DIS\_A_{a,s,j} = MED\_C\_AGREG\_DIS\_A_{a,s,j} * XP\_CLF_j$$

$$\forall a \in \text{"classe distribuição"}$$

Onde:

TRC\_AGREG\_DIS\_A<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C\_AGREG\_DIS\_α<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "α", no submercado "s", no período de comercialização "j"

XP\_CLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização "j"

#### ▪ Apuração do Consumo na Situação de Atraso de Suspensão

26 Os consumidores que tiveram a solicitação de suspensão de fornecimento pela CCEE ou pelo agente varejista, porém não tenham o fornecimento suspenso pelo agente conectado sem a devida justificativa, serão sinalizados na situação de "atraso de suspensão", tanto no modelo de cadastro simplificado com medição agregada quanto no caso de modelagens por parcelas de carga.

26.1 O consumo, após a sinalização do atraso da suspensão, deve ser identificado no respectivo perfil de comercialização do agente varejista representante ou, no caso de consumidores aderido diretamente à CCEE, no perfil próprio do agente onde as cargas estão modeladas, com a finalidade serem abatidos do consumo total do perfil do agente consumidor aderido ou do representante varejista, para posteriormente ser assumido pelo próprio agente conectado que não realizou a suspensão no prazo regulatório estipulado.

26.2 Tal assunção do consumo sinalizado como "atraso de suspensão" deve ser da seguinte maneira:

#### 26.2.1 Para consumidores aderidos diretamente à CCEE:

26.2.1.1 Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados"

26.2.1.2 Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

26.2.1.3 Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente consumidor na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo o consumidor ser ressarcido pela transmissora bilateralmente. Se o agente consumidor ficar inadimplente com seus débitos contabilizados, a CCEE deve contatar a transmissora para a cobrança dos efeitos financeiros pelo atraso de suspensão, para cobrir os débitos do consumidor inadimplente.

#### 26.2.2 Para consumidores representados por agentes varejistas:

26.2.2.1 Caso o agente conectado seja agente de distribuição aderido à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados"

26.2.2.2 Caso o agente conectado seja permissionária de distribuição não aderida à CCEE: o consumo é assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária diretamente na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo a supridora ser ressarcida pela suprida bilateralmente.

26.2.2.3 Caso o agente conectado seja agente de transmissão: o consumo permanece com o próprio agente varejista representante na contabilização da CCEE, com os demonstrativos financeiros dessa assunção discriminados no módulo "Consolidação de Resultados", devendo o agente varejista ser ressarcido pela transmissora bilateralmente.

27 Portanto, primeiramente, apura-se o consumo sinalizado como "atraso de suspensão", conforme expressão a seguir:

$$MED\_C\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j} = MED\_AGREG\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j} + \sum_{\substack{CEA \\ CES \\ c \in ATRSUSP}} MED\_C_{c,j}$$

Onde:

MED\_C\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_AGREG\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Agregado Sinalizado Como Status de Atraso de Suspensão dos Consumidores Livres do Varejo, do agente conectado "ac", do perfil varejista de medição simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C<sub>c,j</sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

"ATRSUSP" representa o conjunto de cargas que foram sinalizadas na situação de atraso de suspensão

28 O consumo sinalizado como atraso de suspensão deve ser referenciado ao centro de gravidade, conforme a seguinte expressão:

$$TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j} = MED\_C\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j} * XP\_CLF_j$$

Onde:

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

XP\_CLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização "j"

29 O Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão é a soma do consumo na situação de atraso ocasionado por todos os agentes conectados, com exceção dos agentes de transmissão, referente ao perfil do consumidor diretamente aderido à CCEE ou do agente varejista representante, conforme expressão:

$$TRC\_ATR\_SUSP\_CL_{a,s,j} = \sum_{ac} TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j}$$

$$\forall ac \in \text{"agente de transmissão"}$$

Onde:

TRC\_ATR\_SUSP\_CL<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

30 O Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão é a soma do consumo na situação de atraso, ocasionado pelo respectivo agente conectado de distribuição, referente a todos os perfis de agente consumidores diretamente aderidos à CCEE ou do agente varejista representante. Caso o agente de distribuição não esteja aderido à CCEE, o consumo em atraso será assumido pelo agente de distribuição supridor da permissionária não aderida à CCEE, conforme expressão:

$$TRC\_ATR\_SUSP\_DIS_{a,s,j} = \sum_{ac \in ALFAD} \sum_a TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j}$$

$$\forall ac \in \text{"agente de transmissão"}$$

Onde:

TRC\_ATR\_SUSP\_DIS<sub>a,s,j</sub> é Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao agente de distribuição "α", no submercado "s", no período de comercialização "j"

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"ALFAD" representa o agente de distribuição "α" aderido na CCEE, supridor do agente de distribuição conectado "ac", no caso do "ac" não ser agente da CCEE. Para os casos do "ac" ser agente da CCEE, o agente de distribuição "α" é o agente de conectado "ac"

31 Como há agentes de distribuição que podem ter mais de uma carga modelada em diferentes perfis, rateia-se o consumo em atraso de suspensão de responsabilidade do agente de distribuição de maneira proporcional ao consumo de cada carga modelada no agente de distribuição, conforme expressão:

$$TRC\_ATR\_SUSP\_DIS_{a,s,j} = TRC\_ATR\_SUSP\_DIS_{a,s,j} * \frac{\sum_{c \in a} MED\_C_{c,j}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} MED\_C_{c,j}}$$

$$\forall a \in \text{"classe distribuição"}$$

Onde:

TRC\_ATR\_SUSP\_DIS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao agente de distribuição "α", no submercado "s", no período de comercialização "j"

MED\_C<sub>c,j</sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

#### ▪ Apuração do Consumo Final

32 O Total de Consumo do Agente é determinado pela soma do consumo de todas as cargas do agente, por submercado e período de comercialização "j", sendo que (I) para os consumidores livres é abatido o seu consumo cativo apurado e para os distribuidores é somado o consumo cativo dos consumidores livres, (II) para os agentes varejistas é somado o consumo agregado proveniente da modalidade de simplificação de medição e para os distribuidores é subtraído o consumo agregado de responsabilidade do varejista e (III) para os consumidores livres aderidos à CCEE ou representados por varejistas é abatido o consumo em atraso de suspensão de fornecimento e para os distribuidoras é somado o consumo em atraso de suspensão de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC_{a,s,j} = \sum_{\substack{CE3 \\ CE4}} RC_{c,j} - TRC_{CAT\_CL_{a,s,j}} + TRC_{CAT\_D_{G_{a,s,j}}} - TRC_{AGREG\_DIS_{A_{a,s,j}}} + TRC_{AGREG\_VAR_{a,s,j}} + TRC_{ATR\_SUSP\_DIS_{A_{a,s,j}}} - TRC_{ATR\_SUSP\_CL_{a,s,j}}$$

Onde:

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil do agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$TRC_{CAT\_CL_{a,s,j}}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{CAT\_D_{G_{a,s,j}}}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{AGREG\_DIS_{A_{a,s,j}}}$  é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{AGREG\_VAR_{a,s,j}}$  é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{ATR\_SUSP\_DIS_{A_{a,s,j}}}$  é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRC_{ATR\_SUSP\_CL_{a,s,j}}$  é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

### 1.5.2. Detalhamento do percentual prévio de atendimento consumo pelas cotas do PROINFA

Com o intuito dos agentes consumidores e autoprodutores terem previsibilidade quanto ao volume de cotas que fará parte de seu portfólio, será calculado e divulgado, em data definida nos Procedimentos de Comercialização, o percentual preliminar relativo à cobertura do consumo mensal pelo PROINFA, baseado em dados prévios de medição, podendo apresentar pequenas variações em relação a cota calculada na efetiva contabilização, devido à natureza dos dados utilizados no momento de sua publicação (prévias de medição), conforme exposto a seguir.

33 O percentual preliminar de cobertura do consumo atendido pelas cotas do PROINFA será calculado a partir da razão entre a quantidade mensal total disponível de energia do PROINFA e o consumo total de referência, isto é, consumo total realizado pelos agentes abatido da respectiva geração total média de autoprodução, estimada com base nos últimos doze meses. Especificamente para os perfis associados à agentes de distribuição, será considerado o fator publicado pela ANEEL que relaciona o mercado faturado com o consumo contabilizado no mesmo período, com o intuito de manter a proporcionalidade da cota com o mercado faturado. Para os demais perfis de agente consumidor e autoprodutor, esse fator será igual a 1:

$$MPERCENT\_PFA\_PRE_m = \frac{\sum_{a^*} MONT\_PFA_{a^*,m}}{\max\left(0; \sum_{j \in m} \sum_{\alpha} \sum_{s} (TRC_{a,s,j} * F\_TRC\_FAT_{\alpha,j}) - \left(\frac{\sum_{m \in 12M} \sum_{p} G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}}{\sum_{m \in 12M} M\_HORAS_m} * M\_HORAS_m\right)\right)}$$

Onde:

$MPERCENT\_PFA\_PRE_m$  é o Percentual Preliminar de Cobertura do Consumo Atendido pelas Cotas do PROINFA, no mês de apuração "m"

$MONT\_PFA_{a^*,m}$  é a Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA, referente ao perfil de agente comercializador do PROINFA "a\*", no mês de apuração "m"

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil do agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$F\_TRC\_FAT_{\alpha,j}$  é o Percentual relativo a proporção do mercado faturado em relação ao contabilizado, para o agente "α", no ano de apuração "f"

$G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}$  é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", em relação a carga "c", no mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração "m"

"12M" é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração "m"

"a\*" representa o perfil associado ao comercializador da energia do PROINFA

#### Importante:

A utilização dos dados de geração de autoprodução estimados com base nos últimos doze meses é necessária, neste primeiro momento, devido ao descasamento das informações realizadas de autoprodução e as prévias de medição. Ressalta-se que, no momento da efetiva contabilização, o dado de geração de autoprodução já estará consolidado e será utilizado para o cálculo da cota efetiva do autoprodutor, que cobrirá apenas o percentual do seu consumo líquido realizado.

Para o caso de permissionárias aderidas na CCEE e que não possuam o fator de proporção entre mercado faturado e mercado contabilizado, publicado pela ANEEL anualmente em Resolução Homologatória específica, será atribuída à recém permissionária aderida o mesmo fator calculado para a respectiva concessionária principal supridora, até que o seu respectivo fator seja definido pelo regulador.

### 1.5.3. Dados de Entrada para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

| Geração Para Abatimento de Carga de Referência             |                   |  |
|--|-------------------|--|
| <b>G_SEG_ENER_ATIV<sub>p,c,m</sub></b>                     | Descrição         | Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", em relação a carga "c", no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Contratos (Sazonalização de contratos do PROINFA)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Quantidade de Horas no Mês                                 |                   |  |
| <b>M_HORAS<sub>m</sub></b>                                 | Descrição         | Quantidade de Horas no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | hora   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |
| Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada        |                   |  |
| <b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>                                | Descrição         | Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Geração Não Ajustada da Usina                   |                   |  |
| <b>MED_G<sub>p,j</sub></b>                                 | Descrição         | Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina          |                   |  |
| <b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>                                | Descrição         | Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA |                   |  |
| <b>MONT_PFA<sub>a,m</sub></b>                              | Descrição         | Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA, referente ao perfil de agente comercializador do PROINFA "a", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Contratos (Modulação de Cotas do PROINFA)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

|  |  |   |
|--|--|---|
| PERDAS_C <sub>c,j</sub>  | <b>Perdas de Consumo</b>   |   |
|  | Descrição  | Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga "c", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| PERDAS_CG <sub>p,j</sub>   | <b>Perdas de Consumo da Geração</b>  |   |
|  | Descrição  | Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| PERDAS_G <sub>p,j</sub>  | <b>Perdas de Geração</b>   |   |
|  | Descrição  | Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| PERDAS_GT <sub>p,j</sub>   | <b>Perdas de Geração de Teste</b>  |   |
|  | Descrição  | Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| Q_REG <sub>c,j</sub>   | <b>Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b> |   |
|  | Descrição  | Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga "c", no período de comercialização "j" |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Agentes   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| QM_REG <sub>c,m</sub>  | <b>Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b>   |   |
|  | Descrição  | Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga "c", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Agentes   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| F_TRC_FAT <sub>α,f</sub>   | <b>Percentual de proporção entre mercado faturado e contabilizado</b>      |   |
|  | Descrição  | Percentual relativo a proporção do mercado faturado em relação ao contabilizado, para o agente "α", no ano de apuração "f"  |
|  | Unidade  | n.a.  |
|  | Fornecedor   | ANEEL   |
|  | Valores Possíveis  | Positivo ou Zero  |
| MED_AGREG <sub>α,a,s,j</sub>   | <b>Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo</b>                  |   |
|  | Descrição  | Consumo Agregado dos Consumidores Livres do Varejo, do agente de distribuição "α", do perfil varejista de medição simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | CCEE (agregação), Agentes de Distribuição (consumo) e Agentes Varejistas (perfil)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| MED_AGREG_ATR_SUSP <sub>α,c,a,s,j</sub>  | <b>Consumo das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão</b>   |   |
|  | Descrição  | Consumo Agregado Sinalizado Como Status de Atraso de Suspensão dos Consumidores Livres do Varejo, do agente conectado "αc", do perfil varejista de medição simplificada "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"                 |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | CCEE (agregação), Agentes de Distribuição (consumo) e Agentes Varejistas (perfil)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| <b>1.5.4. Dados de Saída para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo</b> |  |   |
| CGF <sub>p,j</sub>   | <b>Consumo da Geração Final da Usina</b>                                   |   |
|  | Descrição  | Consumo associado a uma parcela de usina "p" ajustado, no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| G <sub>p,j</sub>   | <b>Geração Final da Usina</b>  |   |
|  | Descrição  | Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| GFT <sub>p,j</sub>   | <b>Geração Final de Teste da Usina</b>                                     |   |
|  | Descrição  | Geração de teste de uma parcela de usina "p" ajustada, no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| RC <sub>c,j</sub>  | <b>Consumo Reconciliado da Carga</b>                                       |   |
|  | Descrição  | Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga "c", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| RC_AL <sub>c,j</sub>   | <b>Consumo no Ambiente Livre</b>   |   |
|  | Descrição  | Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |

|   |   |   |
|---|---|---|
| <b>RC_CAT<sub>c,j</sub></b>               | <b>Consumo Cativo</b>   |   |
|   | Descrição   | Consumo de energia ajustado da parcela cativa da carga parcialmente livre "c", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TGG<sub>a,s,j</sub></b>                | <b>Geração Total do Agente</b>  |   |
|   | Descrição   | Informação consolidada de geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), no período de comercialização "j"                           |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>                | <b>Consumo Total do Agente</b>  |   |
|   | Descrição   | Consumo Total do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TGGC<sub>a,s,j</sub></b>               | <b>Consumo de Geração Total do Agente</b>   |   |
|   | Descrição   | Informação consolidada correspondente ao consumo da geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), no período de comercialização "j" |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_CAT_D_G<sub>a,s,j</sub></b>        | <b>Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor ou Gerador</b>                                       |   |
|   | Descrição   | Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_CAT_CL<sub>a,s,j</sub></b>         | <b>Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre</b>  |   |
|   | Descrição   | Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído a cada perfil de agente "a", pertencendo à classe de consumidor livre, por submercado "s", período de comercialização "j" |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_AGREG_DIS_A<sub>a,s,j</sub></b>    | <b>Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição</b>                           |   |
|   | Descrição   | Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_AGREG_VAR<sub>a,s,j</sub></b>      | <b>Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada</b>                                 |   |
|   | Descrição   | Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_ATR_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub></b>    | <b>Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão</b>                            |   |
|   | Descrição   | Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"            |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_ATR_SUSP_CL<sub>a,s,j</sub></b>    | <b>Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão</b>      |   |
|   | Descrição   | Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"                |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>TRC_ATR_SUSP_DIS_A<sub>a,s,j</sub></b> | <b>Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão</b> |   |
|   | Descrição   | Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j" |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |

## 2. Anexos

### 2.1. Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade

#### Objetivo:

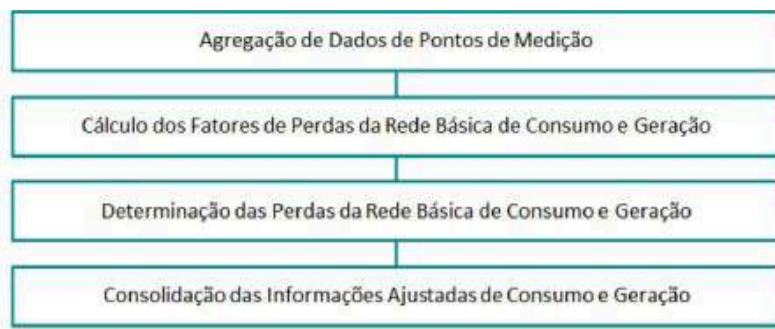
Identificar os Fatores de Disponibilidade a serem aplicados às usinas.

#### Contexto:

O Fator de Disponibilidade é utilizado para:

- Ajustar a Garantia Física Média Parcial e definir as parcelas de energia comercial e de teste de usinas hidráulicas;
- Ajustar a Garantia Física das usinas;

A Figura 14 situa a etapa de cálculo do fator de disponibilidade em relação ao módulo completo:



Anexos

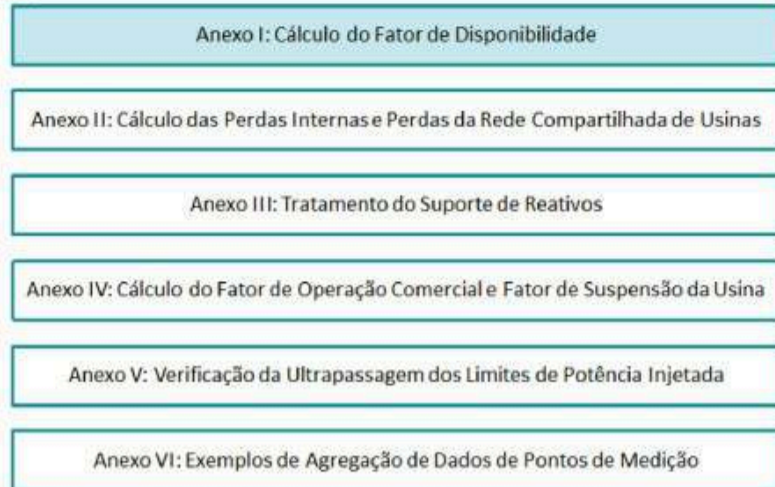


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

**2.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Disponibilidade**

O cálculo do Fator de Disponibilidade é realizado apenas para as usinas que possuem garantia física definida pelo MME e é composto pelo seguinte processo:

- Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas

Os processos de cálculo dos Fatores de Disponibilidade das Usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

- **Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas**

34 O fator de disponibilidade é calculado de acordo com o tipo de usinas conforme as seguintes expressões:

Para usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III, então:

$$F\_DISP_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_DISP_{p,m} = F\_DISP\_PRE_{p,m}$$

Onde:

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_DISP\_PRE_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

**Importante:**

Ajustes Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $F\_DISP_{p,m}$  (ADDC\_  $F\_DISP_{p,m}$ ) da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m", poderão sobrescrever o valor calculado para o fator de disponibilidade da usina.

- **Cálculo do Fator de Disponibilidade Preliminar mensal**

35 O Fator de Disponibilidade Preliminar mensal é calculado para as usinas hidráulicas e para as usinas térmicas programadas com CVU, conforme as seguintes expressões:

35.1 Para as usinas hidrelétricas e termelétricas com custo variável unitário declarado diferentes de zero, a apuração de disponibilidade é com base nas taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada apurada, de acordo em regulamentação específica.

35.2 Para as usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente a legislação prevê revisões semestrais da garantia física com base na geração verificada, de acordo com o Art. 6º, inciso 3º e parágrafo 2º da Portaria nº 463 de 2009.

35.3 O Fator de Disponibilidade Preliminar estabelecido de acordo com a relação entre os Índices de Disponibilidades Verificados, em cada mês de apuração, e seus respectivos Índices de Referência de Disponibilidade, limitado a 100%:

$$F\_DISP\_PRE_{p,m} = \min\left(1; \frac{ID_{p,m}}{ID\_REF_{p,m}}\right)$$

Onde:

$F\_DISP\_PRE_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

35.4 Os Índices de Disponibilidade Verificados das usinas são calculados de acordo com as modalidades de despacho dos empreendimentos junto ao Operador Nacional do Sistema, da seguinte forma:

35.5 Para usina hidráulica com modalidade de despacho do tipo I ou não hidráulica com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, o Índice de Disponibilidade Verificada é dado pela seguinte expressão:

$$ID_{p,m} = (1 - TEIFA_{p,m}) * (1 - TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$TEIFA_{p,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$TEIP_{p,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Programadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

35.6 Para usina hidráulica, com modalidade de despacho do tipo IIA, IIB, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Disponibilidade Verificada é igual a 1:

$$ID_{p,m} = 1$$

Onde:

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

35.7 Os Índices de Referência de Disponibilidade das usinas, durante o mês de apuração, são estabelecidos da mesma forma que os Índices de Disponibilidade Verificados, ou seja, de acordo com as modalidades de despacho, da seguinte forma:

35.8 Para usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, ou para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, o Índice de Referência de Disponibilidade da usina é dado pela multiplicação do complementar aritmético das taxas de referência de interrupções forçadas e programadas nos termos da expressão:

$$ID\_REF_{p,m} = (1 - REF\_TEIFA_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$REF\_TEIFA_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

35.9 Para usina hidráulica, com modalidade de despacho do tipo IIA, IIB, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Referência de Disponibilidade é igual a 1:

$$ID\_REF_{p,m} = 1$$

Onde:

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

**2.1.2. Dados de Entrada do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade**

| <b>Taxa de Referência de Interrupções Forçadas</b>                              |                   |   |
|---|-------------------|---|
| <b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | ONS/Agentes   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Taxa de Referência de Interrupções Programadas</b>                           |                   |   |
| <b>REF_TEIP<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | ONS/Agentes   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro</b>                 |                   |   |
| <b>QM_GF_LAS<sub>p,m</sub></b>  | Descrição         | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Módulo de Garantia Física (Anexo I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas</b>                                |                   |   |
| <b>TEIF<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas    |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | ONS/CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Taxa Equivalente de Interrupções Programadas</b>                             |                   |   |
| <b>TEIP<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | ONS/CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>2.1.3. Dados de Saída do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade</b> |                   |   |
| <b>Fator de Disponibilidade</b>   |                   |   |
| <b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Índice de Disponibilidade Verificado</b>                                     |                   |   |
| <b>ID<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Índice de Referência de Disponibilidade</b>                                  |                   |   |
| <b>ID_REF<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**2.2. Anexo II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas****Objetivo:**

Determinar as perdas internas associadas à operação das usinas e as perdas referentes à Rede Compartilhada para cada usina.

**Contexto:**

As perdas internas são utilizadas para ajustar valores definidos na barra de saída do gerador. Um desses valores é a Garantia Física, utilizada como lastro de energia, para comercialização tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como a Garantia Física é determinada conforme uma estimativa de geração de longo prazo faz-se necessário determinar um fator que representa a perda interna média associada à sua natureza da operação.

Além da Garantia Física, outros valores precisam ser ajustados conforme a perda interna instantânea apurada, ou seja, a perda interna verificada em cada período de comercialização.

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada é necessário caso a Garantia Física das usinas, estabelecidas em ato regulatório, estejam definidas nos Pontos de Medição Individual – PMI das usinas.

Para que todas as usinas tenham o mesmo tratamento, as usinas com Garantia Física vinculado ao PMI deverão possuir um ajuste específico.

A Figura 15 situa o anexo referente ao cálculo das perdas internas de usinas em relação ao módulo completo.

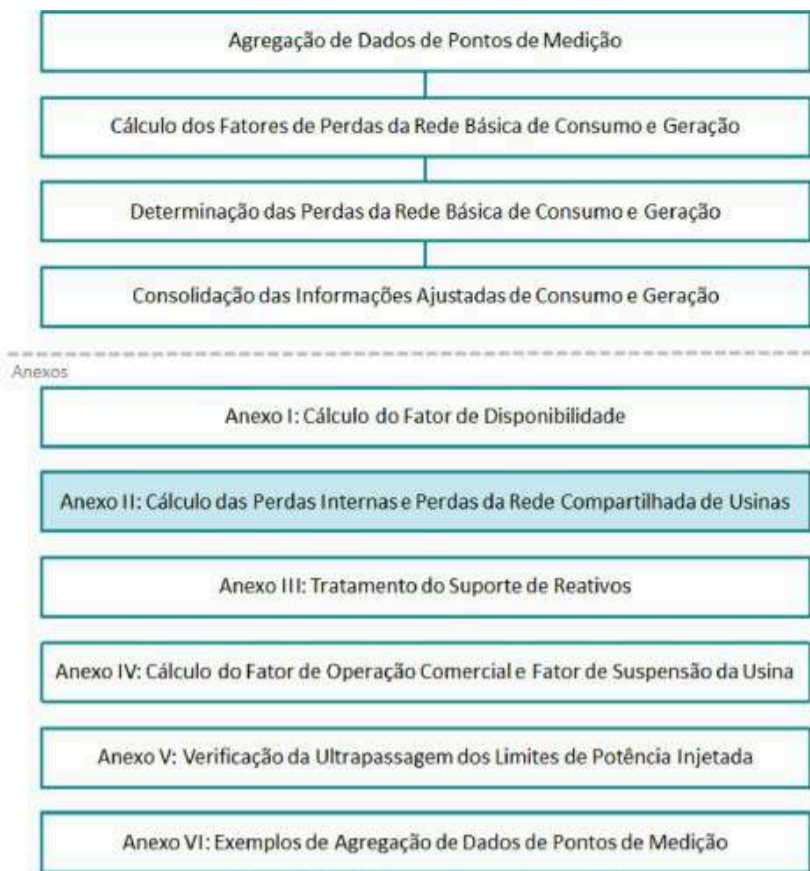


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 2.2.1. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

O cálculo das perdas internas de usinas é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas
- Cálculo das Perdas Internas Médias de Usinas, com o objetivo de ajustar suas Garantias Físicas em função das perdas elétricas encontradas

Os processos de cálculo das perdas internas de usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

#### ▪ Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas

36 A Perda Interna Medida é determinada para as usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho. Sua apuração ocorre nos períodos de comercialização em que a usina apresente ao menos uma unidade geradora em operação comercial e seu cálculo é obtido pela diferença apurada entre as informações de geração bruta e a medição líquida (na conexão). Dessa forma a Perda Interna Medida da Usina é dada pela seguinte expressão:

$$PDI\_MED_{p,j} = \max\left(0; \left(\max(0, MBU_{p,j}) - (MED\_G_{p,j} - MED\_CG_{p,j} * F\_COMERCIAL_{p,j})\right)\right)$$

Onde:

PDI\_MED<sub>p,j</sub> é a Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MBU<sub>p,j</sub> é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MED\_CG<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

#### Importante:

A aplicação do acrônimo F\_COMERCIAL no MED\_CG, tem o intuito de se considerar somente os valores de MED\_CG das unidades geradoras que se encontram em operação comercial. Não é necessário aplicar o acrônimo F\_COMERCIAL no MED\_C pois esse acrônimo já considera valores somente das unidades geradoras em operação comercial.

37 O Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas, utilizado para cálculo da energia livre das perdas internas, é determinado da seguinte forma:

37.1 Para cada período de comercialização em que **houve medição** de geração (MED\_G<sub>p,j</sub>>0), das usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pela relação entre a medição bruta, descontada das perdas internas instantâneas apuradas e a medição bruta integral, dado pela seguinte expressão:

$$F\_PDI_{p,j} = \frac{\max\left(0; (MBU_{p,j} - PDI\_MED_{p,j})\right)}{MBU_{p,j}}$$

Onde:

F\_PDI<sub>p,j</sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MBU<sub>p,j</sub> é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

PDI\_MED<sub>p,j</sub> é a Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

37.2 Para cada período de comercialização em que **não houve medição** de geração (MED\_G<sub>p,j</sub> = 0), das usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho e para as **demais usinas que não possuem medição bruta**, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pelo complementar aritmético do Percentual de Consumo Interno, informado pelo agente, dado pela seguinte expressão:

$$F\_PDI_{p,j} = (1 - PPI_p)$$

Onde:

F\_PDI<sub>p,j</sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

PPI<sub>p</sub> é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina "p"

#### ▪ Cálculo das Perdas Internas Média das Usinas

38 O Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado, no mês de Agosto para vigor durante o ano subsequente, de formas distintas em função das características da usina.

38.1 O Fator de Ajuste da Garantia Física para as usinas que tenham sua Garantia Física publicada definida na conexão ou no PMI é isento da aplicação das perdas internas, já que é considerada a geração líquida na determinação da Garantia Física. Para as demais usinas, o Fator de Ajuste da Garantia Física difere para: (i) usinas termelétricas programadas com CVU; (ii) usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho; e (iii) usinas que não possuem medição bruta; conforme expressão abaixo:

Se a parcela de usina "p" tem sua Garantia Física publicada calculada na conexão ou no PMI:

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$$

Onde:

F\_PDI\_GF<sub>p,f</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

F\_PDI\_GF\_PRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

**Importante:**

Caso a Garantia Física da usina seja republicada e haja alteração da definição do ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina), o fator de ajuste será recalculado e aplicado a partir da data de vigência publicada em ato regulatório.

As Usinas que têm o cálculo de sua Garantia Física revisada e com alteração da definição da barra do gerador para o ponto de conexão são isentas da aplicação das perdas internas, com a utilização do  $F\_PDI\_GF_{p,f}=1$ , a partir da data de publicação da revisão.

Na contabilização do mês de agosto, momento onde é calculado o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, caso a usina não apresente ao menos uma unidade geradora em operação comercial, o  $F\_PDI\_GF_{p,f}$  para essas usinas será determinado da forma abaixo:

Usinas enquadradas na condicional onde há necessidade do cálculo do fator  $F\_PDI\_GF\_PRE$ :

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

Demais Usinas:

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = 1$$

38.2 Para as usinas que tenham: (i) sua Garantia Física republicada com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (ii) o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física republicado com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (iii) o ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina) redefinido com vigência inicial no transcorrer do mês, o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das perdas internas será recalculado ponderando para o mês em que ocorrer tais situações. Para o restante do ano, será mantido o valor já calculado. Para as condições (i), (ii) ou (iii) o Fator de Ajuste da Garantia Física será determinado pela expressão seguinte:

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = \frac{(F\_PDI\_GF\_ANT_{p,f} * GFANT_p * HORAS\_GFANT_{p,m}) + (F\_PDI\_GF_{p,f} * GF_p * HORAS\_GF_{p,m})}{(GFANT_p * HORAS\_GFANT_{p,m}) + (GF_p * HORAS\_GF_{p,m})}$$

Onde:

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$F\_PDI\_GF\_ANT_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$GFANT_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p"

$HORAS\_GFANT_{p,m}$  é a Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$HORAS\_GF_{p,m}$  é a Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

38.3 O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas termoeletricas programadas com CVU, que possuam medidores na saída das unidades geradoras (medição bruta), é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da disponibilidade verificada das unidades geradoras nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI\_MED_{p,j} + ADDC\_PDI\_MED_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \sum_{i \in p} DV_{i,j} + ADDC\_PDI\_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DV_{i,j}$  é a Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ADDC\_PDI\_MED_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $PDI\_MED$  da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

$ADDC\_PDI\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina "p", no mês de Apuração "m", com efeito no DV da usina

"60M" é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração "m"

**Importante:**

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ( $PDI\_MED_{p,j}$ ) e Disponibilidade Verificada ( $DV_{i,j}$ ) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ( $PPIM_{p,f}$ ), informado pelo Agente.

38.4 O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas que tenham medidores tanto no ponto de conexão (medição líquida) quanto na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, com exceção das usinas termoeletricas programadas com CVU, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da medição bruta em operação comercial nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI\_MED_{p,j} + ADDC\_PDI\_MED_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \max(0, MBU_{p,j}) + ADDC\_PDI\_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ADDC\_PDI\_MED_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $PDI\_MED$  da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

$ADDC\_PDI\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina "p", no mês de Apuração "m", com efeito no  $MBU\_Mensal$

"60M" é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração "m"

**Importante:**

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ( $PDI\_MED_{p,j}$ ) e Medição Bruta ( $MBU_{p,j}$ ) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ( $PPIM_{p,f}$ ), informado pelo Agente.

38.5 Para as usinas sem medidores na saída das unidades geradoras (medição bruta), independentemente da modalidade de despacho, o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado com base no percentual da perda média definido pelo agente, já que sua Garantia Física é definida na barra de saída do gerador e não é possível calcular sua perda interna, uma vez que essas usinas não têm a obrigação de ter a medição na saída da unidade geradora. Desta forma o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado conforme a seguinte expressão:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$PPIM_{p,f}$  é o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

**2.2.2. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada de Usinas**

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada tem como objetivo determinar um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada, no período de comercialização, para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI.

Os processos de cálculo das perdas de Rede Compartilhada são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

**▪ Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada das Usinas**

39 Para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI, é calculado um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada. Para as usinas que não estejam gerando em um determinado período de comercialização, ou não tenham sua Garantia Física definida no PMI, o fator é fixado em um. Para os demais períodos de comercialização, o Fator é determinado pela expressão seguinte:

Se  $\sum_{i \in p} M1_{G_{i,j}} = 0$  ou se a parcela de usina "p" NÃO tiver sua Garantia Física publicada calculada no PMI:

$$F_{PRC\_GF_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PRC\_GF_{p,j}} = \min \left( 1; \frac{\sum_{j \in 12MA} \left( \left( \sum_{i \in p} M1_{G_{i,j}} \right) * (1 - F_{TESTE_{p,j}}) + ADDC_{M1_{G_{i,j}}} \right)}{\sum_{j \in 12MA} \left( \left( \sum_{i \in p} M0_{G_{i,j}} \right) * (1 - F_{TESTE_{p,j}}) + ADDC_{M0_{G_{i,j}}} \right)} \right)$$

Onde:

$F_{PRC\_GF_{p,j}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ADDC_{M1_{G_{i,j}}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $M1_G$  do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$M0_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$ADDC_{M0_{G_{i,j}}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $M0_G$  do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

"12MA" é o conjunto de 12 meses que compreende o mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m")

**Importante:**

O número de horas utilizado no cálculo deve ser crescente até se completar o histórico de 12 meses. Por exemplo, se no primeiro cálculo a usina contar com somente uma hora no histórico, deve-se utilizar somente o dado desta hora, na segunda hora, utiliza-se somente os dados das duas horas e assim até se completar o histórico de doze meses.

**2.2.3. Dados de Entrada do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas**

|                                     | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M0_G</b> |   |
|-------------------------------------|---|---|
| <b>ADDC_M0_G<sub>i,j</sub></b>      | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M0_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"  |
|                                     | Unidade   | MWh   |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
|                                     | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| <b>ADDC_M1_G<sub>i,j</sub></b>      | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M1_G</b> |   |
|                                     | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M1_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"  |
|                                     | Unidade   | MWh   |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
| <b>ADDC_PDI_M<sub>p,m</sub></b>     | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA com efeito no cálculo de perdas internas</b>  |   |
|                                     | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"   |
|                                     | Unidade   | MWh   |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
| <b>ADDC_PDI_MED_M<sub>p,m</sub></b> | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA com efeito no cálculo do PDI_MED</b>  |   |
|                                     | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"   |
|                                     | Unidade   | MWh   |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
| <b>DV<sub>i,j</sub></b>             | <b>Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora</b>   |   |
|                                     | Descrição   | Quantidade final de energia que uma unidade geradora associada a uma parcela de usina "p", é tecnicamente capaz de produzir em um período de comercialização "j", quando da realização do despacho da usina não hidráulica pelo ONS |
|                                     | Unidade   | MWh   |
|                                     | Fornecedor  | ONS   |
| <b>F_TESTE<sub>p,j</sub></b>        | <b>Fator de Teste</b>   |   |
|                                     | Descrição   | Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|                                     | Unidade   | n.a.  |
|                                     | Fornecedor  | Medição Contábil (Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição)   |
| <b>F_PDI_GF_ANT<sub>p,r</sub></b>   | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas</b>   |   |
|                                     | Descrição   | Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "r"  |
|                                     | Unidade   | n.a.  |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
| <b>GF<sub>p</sub></b>               | <b>Garantia Física</b>  |   |
|                                     | Descrição   | Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.   |
|                                     | Unidade   | MW médio  |
|                                     | Fornecedor  | MME/EPE   |
| <b>GFANT<sub>p</sub></b>            | <b>Garantia Física anterior ao aumento ou redução de Garantia Física</b>  |   |
|                                     | Descrição   | Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física  |
|                                     | Unidade   | MW médio  |
|                                     | Fornecedor  | CCEE  |
|                                     | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>HORAS_GF<sub>p,m</sub></b>   | <b>Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física</b>         |  |
|   | Descrição  | Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade  | Horas  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>HORAS_GFANT<sub>p,m</sub></b>  | <b>Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física</b>         |  |
|   | Descrição  | Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade  | Horas  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MBU<sub>p,i</sub></b>  | <b>Medição Bruta da Usina em Operação Comercial</b>                                  |  |
|   | Descrição  | Informação medida de geração bruta da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>   | <b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>                           |  |
|   | Descrição  | Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_G<sub>p,j</sub></b>  | <b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>                           |  |
|   | Descrição  | Informação medida de geração não ajustada, agregada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MO_G<sub>i,j</sub></b>   | <b>Medição Integralizada do canal G do ponto de medição</b>                          |  |
|   | Descrição  | Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição "i", no período de comercialização "j" não ajustadas  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>M1_G<sub>i,j</sub></b>   | <b>Medição Ajustada do canal G do ponto de medição</b>                               |  |
|   | Descrição  | Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j", ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>PPIM<sub>p,t</sub></b>   | <b>Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física</b>          |  |
|   | Descrição  | Relação entre a expectativa média anual de perdas e a capacidade total instalada das usinas. A expectativa média de perdas refere-se ao consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina e as perdas de rede exclusiva quando a usina estiver gerando, com base em um horizonte de 60 meses  |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>PPI<sub>p</sub></b>  | <b>Percentual de Perda Interna Total da Usina</b>                                    |  |
|   | Descrição  | Relação entre o montante de perdas aferidos quando a usina atingir sua plena capacidade de produção, e a capacidade total instalada. O montante de perdas refere-se à diferença entre a medição da geração realizada na barra das Unidades Geradoras e a medição no ponto de conexão, ou seja, considerando as perdas de rede exclusiva e o consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>2.2.4. Dados de Saída do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas</b> |  |  |
| <b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>  | <b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>                                       |  |
|   | Descrição  | Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>   | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>     |  |
|   | Descrição  | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"  |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>   | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b> |  |
|   | Descrição  | Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>PDI_MED<sub>p,j</sub></b>  | <b>Perda Interna Medida</b>  |  |
|   | Descrição  | Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |

**2.3. Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos****Objetivo:**

Apurar o volume de serviços ancilares suporte de reativos prestados pelos geradores quando colocam suas usinas em condição de realizar operação de suporte de reativos para controle da tensão da rede.

**Contexto:**

Os encargos por suporte de reativos foram estabelecidos por meio de regulamentação específica. Sua apuração é necessária para determinar o ressarcimento a ser realizado ao agente de geração pelos custos incorridos na operação de suas usinas para suporte de reativos por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A etapa de tratamento do suporte de reativos em relação ao módulo de Medição Contábil, representada pela Figura 16, é responsável por identificar as medições de consumo e geração associadas à geração bruta das unidades geradoras das usinas cadastradas na CCEE, ou da medição de usinas cadastradas na CCEE, que devem receber tratamento por prestação de serviços ancilares por suporte de reativos, desde que devidamente autorizado pelo ONS:

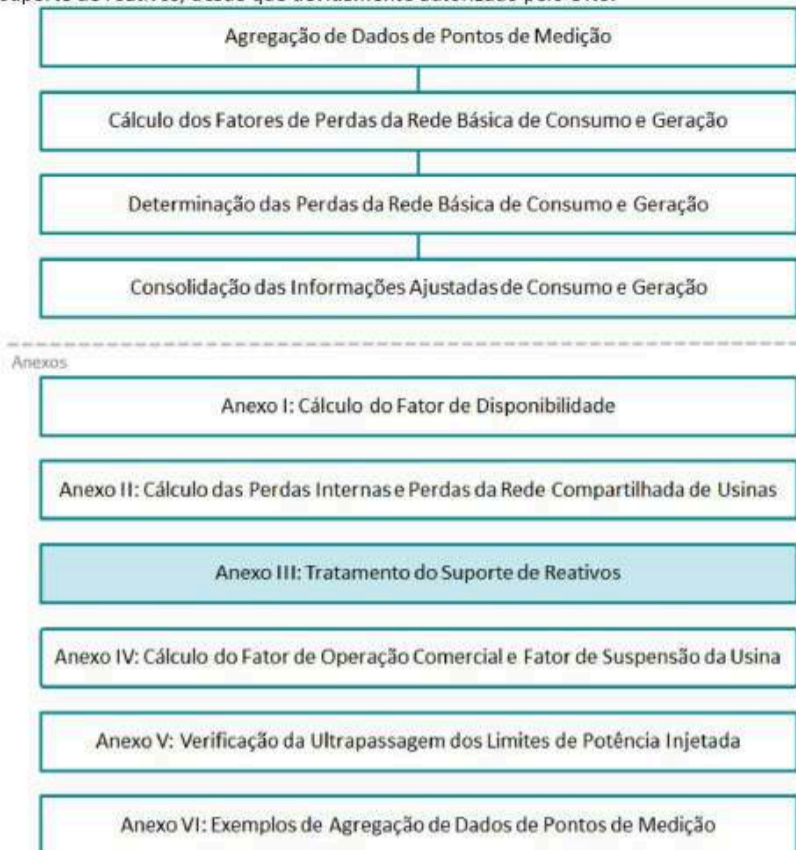


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 3.3.1.1. Detalhamento do Tratamento do Suporte de Reativos prestados por Usinas que Possuem Medição de Geração Bruta atuando como Compensadores Síncronos

Os processos de cálculos referentes ao tratamento de suporte de reativos prestado por usinas que contam com medição de bruta de unidades geradoras são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

40 A Medição Bruta Líquida corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição de geração bruta, "i", de unidades geradoras de usinas, no período de coleta (5 minutos). A Medição Bruta Líquida é a base para cálculo da compensação síncrona de usinas que possuem medição de bruta de unidades geradoras, sendo dada pela expressão:

$$MBU_{Z_{i,z}} = \left( \frac{SCDE_{G_{i,z}} - SCDE_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

Onde:

MBU<sub>Z<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

SCDE<sub>G<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

SCDE<sub>C<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

#### Representação Gráfica:

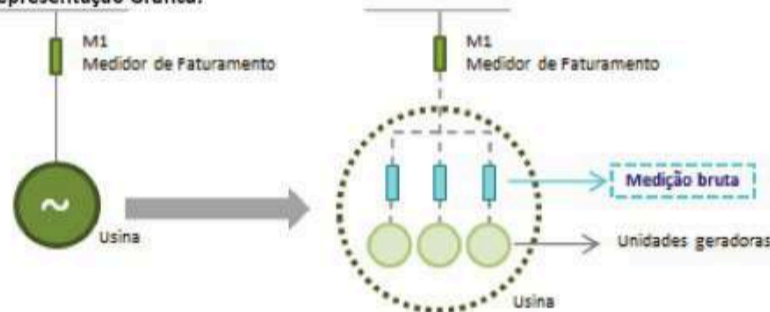


Figura 17: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento e de bruta por unidade geradora

41 A Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona é definida com base na Medição Bruta Líquida verificada associada ao ponto de medição de geração bruta, "i", para unidades geradoras devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, conforme expressão a seguir:

Se unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta "i", estiver prestando serviços ancilares de compensação síncrona, no período de coleta "z":

$$MBU_{CS_{i,z}} = \max(0, -MBU_{Z_{i,z}})$$

Caso contrário:

$$MBU_{CS_{i,z}} = 0$$

Onde:

MBU<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

MBU<sub>Z<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

42 A Medição Bruta de Energia Reativa (MRU) de Compensação Síncrona é definida em MVar.h para cada unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta, "i", que esteja prestando serviços ancilares de compensação síncrona. Como a unidade geradora que está prestando o serviço ancilar de compensação síncrona pode operar fornecendo ou absorvendo reativos, ambos são considerados no ressarcimento a ser feito ao agente que prestou este serviço. Desta forma, a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona é dada pela seguinte expressão:

Se MBU<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> > 0, então:

$$MRU_{CS_{i,z}} = \left( \frac{MRU_{G_{i,z}} + MRU_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MRU_{CS_{i,z}} = 0$$

Onde:

MRU<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

MBU<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

MRU<sub>C<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta "i", no período de coleta "z"

MRU<sub>G<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta "i", no período de coleta "z"

### 3.3.1.2. Detalhamento do Tratamento do Suporte de Reativos prestados por Usinas que Não Possuem Medição de Geração Bruta atuando como Compensadores Síncronos

Os processos de cálculos referentes ao tratamento de suporte de reativos prestado por usinas que NÃO contam com medição de bruta de unidades geradoras são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

43 Para as usinas que realizam o serviço de suporte de reativos através de compensação síncrona e não possuem medição bruta por unidade geradora, a medição líquida dos medidores da usina corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição da usina, no período de coleta (correspondente a 5 minutos). A Medição Líquida do Ponto de Medição é dada pela seguinte expressão:

$$MLPM_{Z_{i,z}} = \left( \frac{SCDE_{G_{i,z}} - SCDE_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

Onde:

MLPM<sub>Z<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida do Ponto de Medição "i", no período de coleta "z"

SCDE<sub>G<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração líquida "i", no período de coleta "z"  
 SCDE<sub>C<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração líquida "i", no período de coleta "z"

**Representação Gráfica:**

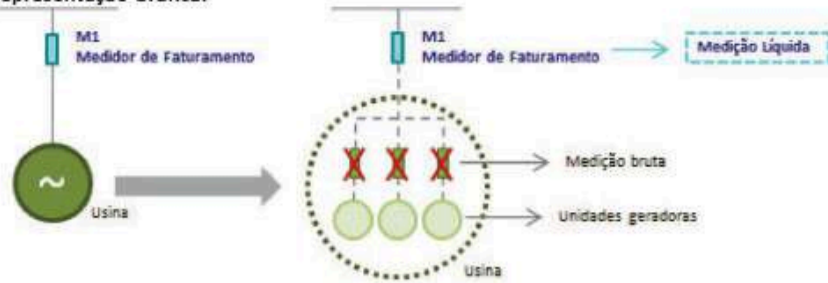


Figura 18: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento de usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora

44 A Medição Líquida de Compensação Síncrona é definida com base na Medição Líquida do Ponto de Medição associada aos pontos de medição, para usinas devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar e que não contam com medição bruta por unidade geradora, conforme expressão a seguir: Se a usina associada ao ponto de medição "i", estiver prestando serviços ancilares de compensação síncrona, no período de coleta "z":

$$ML\_CS_{i,z} = \max(0, -MLPM\_Z_{i,z})$$

Caso contrário:

$$ML\_CS_{i,z} = 0$$

Onde:

ML<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

MLPM<sub>Z<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida do Ponto de Medição "i", no período de coleta "z"

45 A Medição de Energia Reativa de Compensação Síncrona é definida em Mvar.h para o ponto de medição da usina que esteja prestando serviços ancilares de compensação síncrona e que não possua medição bruta de unidade geradora. Como a usina que está prestando o serviço ancilar de compensação síncrona pode operar fornecendo ou absorvendo reativos, ambos são considerados no ressarcimento a ser pago ao agente que prestou este serviço. Desta forma, a Medição Reativa de Compensação Síncrona é dada pela seguinte expressão:

Se  $ML\_CS_{i,z} > 0$ , então:

$$MR\_CS_{i,z} = \left( \frac{MRU\_G_{i,z} + MRU\_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MR\_CS_{i,z} = 0$$

Onde:

MR<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

ML<sub>CS<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

MRU<sub>C<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida Reativa Coletada do canal C do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

MRU<sub>G<sub>i,z</sub></sub> é a Medição Líquida Reativa Coletada do canal G do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

### 3.3.1.3. Detalhamento do Tratamento do Suporte de Reativos prestados por Conjunto de Usinas

Os processos de cálculos referentes ao tratamento do suporte de reativos prestado por conjunto de usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

46 Conforme definido nos Procedimentos de Rede do ONS, os conjuntos de usinas podem ser formados por usinas eólicas e/ou fotovoltaicas, podendo ser ou não de um único agente (proprietário). Os detalhes e critérios utilizados na elaboração dos conjuntos estão dispostos nos Procedimentos de Rede do ONS.

47 No caso de conjunto de usinas que prestam suporte de reativos, é necessário determinar o volume de energia ativa e reativa em um ponto de referência do conjunto definido pelo ONS. O ponto de referência do conjunto de usinas pode ser composto por vários pontos de medição, conforme indicado pelo ONS. A partir desses volumes apurados, deve-se verificar se o conjunto atende os requisitos para ter direito à remuneração financeira pela prestação de compensação de reativos.

**Representação Gráfica:**

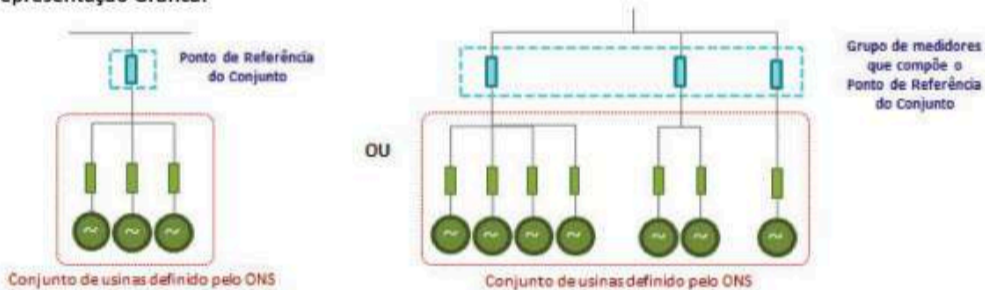


Figura 19: Exemplo de representação do Ponto de Referência do Conjunto e das usinas pertencentes ao conjunto definido pelo ONS

48 Os requisitos necessários para atendimento da solicitação do ONS e posterior recebimento da remuneração financeira pela prestação de suporte de reativos, segue como base a faixa de geração/absorção de potência reativa, sendo aplicada ao ponto de medição de referência do conjunto, conforme definido pelo Operador. Em síntese, para ocorrer a remuneração pela prestação do suporte de reativos, as usinas pertencentes ao conjunto devem operar de modo a entregar no ponto de referência valores, seguindo a solicitação do ONS, cujo fator de potência caiam na área verde do gráfico abaixo. O detalhamento da verificação de atendimento e apuração do montante entregue é descrito a seguir.

**Representação Gráfica:**

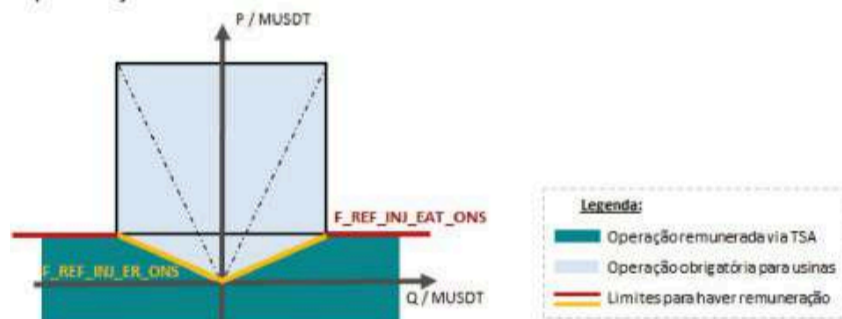


Figura 20: Exemplo da Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de referência do Conjunto, similar ao existente nos procedimentos de Rede do ONS

### Verificação da energia ativa do Ponto de Referência do Conjunto

49 A Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto de usinas aptas a prestar suporte de reativos corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados ao grupo de medidores que compõe o Ponto de Referência do Conjunto, conforme a expressão:

$$MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z} = \sum_{i \in ig} \left( \frac{SCDE\_G_{i,z} - SCDE\_C_{i,z}}{1000} \right) \quad \forall ig \in PRSR$$

Onde:

MLPR<sub>CONJ</sub><sub>Z<sub>ig,z</sub></sub> é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

SCDE<sub>G<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

SCDE<sub>C<sub>i,z</sub></sub> é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta "i", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

50 Tem direito a remuneração por compensação de reativos o conjunto de usinas cuja Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto seja inferior à Geração de Referência do Ponto de Referência do Conjunto. Seu valor é apurado aplicando o Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa definido pelo ONS a toda potência contratada pelas usinas pertencentes ao conjunto, conforme a seguinte expressão.

Se  $MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z} > 0$ , então:

$$G\_REF\_CONJ\_Z_{ig,z} = F\_REF\_INJ\_EAT\_ONS_{ig,z} * \sum_{p \in PRCONJ} MUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$G\_REF\_CONJ\_Z_{ig,z} = 0 \quad \forall ig \in PRSR$$

Onde:

$G\_REF\_CONJ\_Z_{ig,z}$  é a Geração de Referência do Ponto de Referência do Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição "ig", por período de coleta "z"

$MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z}$  é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$F\_REF\_INJ\_EAT\_ONS_{ig,z}$  é o Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa definido pelo ONS vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

#### Importante:

O Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa ( $F\_REF\_INJ\_EAT\_ONS$ ), é definido pelo ONS com base na faixa de geração/absorção de potência reativa do ponto de referência do conjunto. Atualmente o ONS aplica o valor de 0,2 para este fator, podendo ser modificado caso haja alteração nos Procedimentos de Rede do ONS.

#### Apuração da energia reativa do Ponto de Referência do Conjunto

51 A Medição Preliminar de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto é definida em Mvar.h e considera apenas montantes de energia reativa para os casos que estão dentro do limite de injeção de energia ativa, conforme determinado pelo ONS, de acordo com as seguintes expressões:

Se  $MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z} < G\_REF\_CONJ\_Z_{ig,z}$ , então:

$$MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z} = \sum_{i \in ig} \left( \frac{MRU\_G_{i,z} - MRU\_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z} = 0 \\ \forall ig \in PRSR$$

Onde:

$MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z}$  é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$G\_REF\_CONJ\_Z_{ig,z}$  é a Geração de Referência do Ponto de Referência do Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição "ig", por período de coleta "z"

$MRU\_C_{i,z}$  é a Medição Líquida Reativa Coletada do canal C do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$MRU\_G_{i,z}$  é a Medição Líquida Reativa Coletada do canal G do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

52 O Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto é definido em Mvar.h. Seu valor é apurado aplicando o Fator de Referência de Injeção de Energia Reativa sobre a Medição Líquida do ponto de referência. O cálculo está expresso a seguir:

$$LER\_PR\_CONJ_{ig,z} = F\_REF\_INJ\_ER\_ONS_{ig,z} * MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z} \\ \forall ig \in PRSR$$

Onde:

$LER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição "ig", por período de coleta "z"

$F\_REF\_INJ\_ER\_ONS_{ig,z}$  é o Fator de Referência de Injeção de Energia Reativa definido pelo ONS vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MLPR\_CONJ\_Z_{ig,z}$  é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

#### Importante:

O Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa ( $F\_REF\_INJ\_ER\_ONS$ ), é definido pelo ONS com base na faixa de geração/absorção de potência reativa do ponto de referência do conjunto. Atualmente o ONS aplica o valor de 1,645 para este fator, podendo ser modificado caso haja alteração nos Procedimentos de Rede do ONS.

53 A Medição de Energia Reativa de Geração do Ponto de Referência de um Conjunto só poderá ser remunerada se atender os critérios determinados pelo ONS. Para isso ocorrer a Medição líquida de reativos deve indicar injeção de energia e deve estar dentro do limite de energia reativa, conforme as expressões:

Se  $MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z} > 0$  e  $MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z} > LER\_PR\_CONJ_{ig,z}$

Então:

$$MER\_G\_PR\_CONJ_{ig,z} = MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}$$

Caso contrário:

$$MER\_G\_PR\_CONJ_{ig,z} = 0 \\ \forall ig \in PRSR$$

Onde:

$MER\_G\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é a Medição de Energia Reativa de Geração do Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$LER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

54 A Medição de Energia Reativa Absorvida pelo Ponto de Referência de um Conjunto, ou seja, consumida, é definida em Mvar.h para o ponto de referência do Conjunto a partir das seguintes expressões:

Se  $MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z} < 0$  e  $|MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}| > LER\_PR\_CONJ_{ig,z}$

Então:

$$MER\_ABS\_PR\_CONJ_{ig,z} = MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}$$

Caso contrário:

$$MER\_ABS\_PR\_CONJ_{ig,z} = 0 \\ \forall ig \in PRSR$$

Onde:

$MER\_ABS\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é a Medição de Energia Reativa Absorvida pelo Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MPRE\_ER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$LER\_PR\_CONJ_{ig,z}$  é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

#### Apuração da energia reativa das Usinas pertencentes ao Conjunto

55 A energia reativa de um ponto de referência de um conjunto deve ser rateada entre as usinas participantes do conjunto de forma proporcional à energia reativa de cada usina, levando em consideração se a energia reativa é de geração ou de consumo (absorção).

56 A Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto corresponde à diferença entre os volumes injetados e consumidos de energia reativa. É definida em Mvar.h, de acordo com a expressão:

$$MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z} = \sum_{i \in p} \left( \frac{MRU\_G_{i,z} - MRU\_C_{i,z}}{1000} \right) \\ \forall p \in PRCONJ \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MRU\_C_{i,z}$  é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta "i", no período de coleta "z"

$MRU\_G_{i,z}$  é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta "i", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

57 A Medição de Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto só será considerada se houver volumes injetados na rede, conforme as seguintes expressões:

Se  $MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z} > 0$ , então:

$$MER\_G\_USI\_CONJ_{p,z} = MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z}$$

Caso contrário:

$$MER\_G\_USI\_CONJ_{p,z} = 0$$

$$\forall p \in PRCONJ \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MER\_G\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição de Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

58 A Medição de Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto é definida em Mvar.h, de acordo com as seguintes expressões:

Se  $MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z} < 0$ , então:

$$MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,z} = MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{i,z}$$

Caso contrário:

$$MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,z} = 0$$

$$\forall p \in PRCONJ \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição de Energia Reativa de Consumo da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MPRE\_ER\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

59 A Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto que será remunerada corresponde à proporção de energia reativa injetada pela usina considerando-se os valores apurados no ponto de referência determinado pelo ONS. Seu cálculo é definido por:

$$ER\_G\_USI\_CONJ_{p,x} = MER\_G\_PR\_CONJ_{i,g,x} * \frac{MER\_G\_USI\_CONJ_{p,x}}{\sum_{p \in PRCONJ} MER\_G\_USI\_CONJ_{p,x}} \\ \forall p \in PRCONJ \\ \forall i,g \in PRSR \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ER\_G\_USI\_CONJ_{p,x}$  é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MER\_G\_PR\_CONJ_{i,g,x}$  é a Medição de Energia Reativa de Geração do Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MER\_G\_USI\_CONJ_{p,x}$  é a Medição de Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

60 A Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto que será remunerada corresponde à proporção de energia reativa consumida pela usina considerando-se os valores apurados no ponto de referência determinado pelo ONS. Seu cálculo é definido por:

$$ER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,x} = \left| MER\_ABS\_PR\_CONJ_{i,g,x} * \frac{MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,x}}{\sum_{p \in PRCONJ} MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,x}} \right| \\ \forall p \in PRCONJ \\ \forall i,g \in PRSR \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,x}$  é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MER\_ABS\_PR\_CONJ_{i,g,x}$  é a Medição de Energia Reativa Absorvida pelo Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

$MER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,x}$  é a Medição de Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

▪ **Apuração do consumo das usinas pertencentes a um conjunto que prestam suporte de reativo**

61 Para as usinas pertencentes a conjuntos que realizam o serviço de compensação de reativos, a medição líquida dos medidores da usina corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição da usina, no período de coleta (correspondente a 5 minutos). A Medição Líquida do Ponto de Medição da Usina pertencente ao Conjunto é dada pela seguinte expressão:

$$MLPM\_USI\_CONJ\_Z_{p,z} = \sum_{i \in p} \left( \frac{SCDE\_G_{i,z} - SCDE\_C_{i,z}}{1000} \right) \\ \forall p \in PRCONJ \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MLPM\_USI\_CONJ\_Z_{p,z}$  é a Medição Líquida do Ponto de Medição da Usina pertencente ao Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$SCDE\_G_{i,z}$  é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$SCDE\_C_{i,z}$  é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

62 A Medição Líquida de Compensação Síncrona da Usina associada ao Conjunto é definida com base na Medição Líquida do Ponto de Medição da usina, no entanto só será remunerada caso a usina possua valores positivos apurados de Energia Reativa de Geração ou Absorção, além de possuir apuração negativa de medição ativa líquida. O cálculo é realizado apenas para usinas devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, conforme expressões a seguir:

Se  $MLPM\_USI\_CONJ\_Z_{p,z} < 0$  e

$$ER\_G\_USI\_CONJ_{p,z} > 0 \text{ ou } ER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,z} > 0$$

Então:

$$ML\_CS\_USI\_CONJ_{p,z} = \max(0, -MLPM\_USI\_CONJ\_Z_{p,z})$$

Caso contrário:

$$ML\_CS\_USI\_CONJ_{p,z} = 0 \\ \forall p \in PRCONJ \\ \forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ML\_CS\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Medição Líquida de Compensação Síncrona da Usina associada ao Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$MLPM\_USI\_CONJ\_Z_{p,z}$  é a Medição Líquida do Ponto de Medição da Usina pertencente ao Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$ER\_G\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$ER\_ABS\_USI\_CONJ_{p,z}$  é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PRCONJ" é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

"PRSR" é o conjunto que contém o grupo de medidores, indicados pelo ONS para compor o Ponto de Referência do Conjunto de usinas para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

### 3.3.2. Determinação do Consumo de Suporte de Reativos e da Energia de Suporte de Reativos de uma Usina

Os processos de cálculos referentes à determinação do Consumo de Suporte de Reativos e da Energia de Suporte de Reativos de uma Usina são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

63 O Consumo de Suporte de Reativos é consolidado no período de comercialização para usinas autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, de acordo com a expressão a seguir:

$$CSR_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MBU\_CS_{i,z} + \sum_{i \in p} \sum_{z \in j} ML\_CS_{i,z} + \sum_{i \in p} \sum_{z \in j} ML\_CS\_USI\_CONJ_{i,z}$$

Onde:

$CSR_{p,j}$  é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MBU\_CS_{i,z}$  é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$ML\_CS_{i,z}$  é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$ML\_CS\_USI\_CONJ_{i,z}$  é a Medição Líquida de Compensação Síncrona da Usina associada ao Conjunto que possui ponto de medição "i", no período de coleta "z"

"PSA" é o conjunto de Pontos de medição de geração bruta "i" das unidades geradoras, associados à parcela de usina "p", habilitados para prestação de Serviços Ancilares de compensação síncrona

**Importante:**

O cálculo referente ao Consumo de Suporte de Reativos integraliza os períodos de coleta "z", apurado de cinco em cinco minutos, em base horária, apenas dos períodos em que houve despacho do ONS.

O Consumo de Suporte de Reativos é apurado a depender se a usina que prestou serviço ancilar: i) possui medição de bruta em cada unidade geradora; ii) possui apenas medição de líquida, ou seja, não possui medição de bruta nas unidades geradoras; e iii) está associada a um conjunto pré-definido pelo ONS.

64 A Energia de Suporte de Reativos é consolidada por período de comercialização para usinas autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar. A informação é obtida: i) por unidade geradora, para usinas que contêm pontos de medição de geração bruta; ii) pelos pontos de medição de usinas que não contenham medição de bruta de unidade geradora; e iii) por usinas participantes de conjuntos. Em todos os casos, o valor é determinado por usina, de acordo com a expressão a seguir:

$$ESR_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in J} MRU_{CS_{i,z}} + \sum_{i \in PCS} \sum_{z \in J} MR_{CS_{i,z}} + \sum_{z \in J} ER_{G\_USI\_CONJ_{p,z}} + \sum_{z \in J} ER_{ABS\_USI\_CONJ_{p,z}}$$

Onde:

$ESR_{p,j}$  é a Energia de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MRU_{CS_{i,z}}$  é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$MR_{CS_{i,z}}$  é a Medição Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição "i", no período de coleta "z"

$ER_{G\_USI\_CONJ_{p,z}}$  é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

$ER_{ABS\_USI\_CONJ_{p,z}}$  é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina "p", no período de coleta "z"

"PSA" é o conjunto de Pontos de medição de geração bruta "i" das unidades geradoras, associados à parcela de usina "p", habilitados para prestação de Serviços Ancilares de compensação síncrona

"PCS" é o conjunto de Pontos de medição de geração líquida "i", associados à parcela de usina "p", habilitados para prestação de Serviços Ancilares de compensação síncrona

**3.3.3. Dados de Entrada do Tratamento de Suporte de Reativos**

| <b>Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa definido pelo ONS</b>                    |                   |   |
|---|-------------------|---|
| <b>F_REF_INJ_EAT_ONS<sub>i,z</sub></b>  | Descrição         | O Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa é definido pelo ONS com base na faixa de geração/absorção de potência reativa do ponto de medição "i", no período de coleta "z". Atualmente o ONS aplica o limite de 0,2 para este fator.     |
|   | Unidade           | n.a   |
|   | Fornecedor        | ONS   |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Fator de Referência de Injeção de Energia Reativa definido pelo ONS</b>                  |                   |   |
| <b>F_REF_INJ_ER_ONS<sub>i,z</sub></b>   | Descrição         | O Fator de Referência de Injeção de Energia Reativa é definido pelo ONS com base na faixa de geração/absorção de potência reativa do ponto de medição "i", no período de coleta "z". Atualmente o ONS aplica o limite de 1,645 para este fator. |
|   | Unidade           | n.a   |
|   | Fornecedor        | ONS   |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta</b>                  |                   |   |
| <b>MRU_G<sub>i,z</sub></b>  | Descrição         | Apresenta a medição do canal G coletada pelo SCDE de energia reativa no período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE                           |
|   | Unidade           | kVarh   |
|   | Fornecedor        | SCDE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta</b>                  |                   |   |
| <b>MRU_C<sub>i,z</sub></b>  | Descrição         | Apresenta a medição do canal C coletada pelo SCDE de energia reativa no período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado no barramento da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE                      |
|   | Unidade           | kVarh   |
|   | Fornecedor        | SCDE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado</b> |                   |   |
| <b>MUSDT<sub>p,m</sub></b>  | Descrição         | Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade           | MW  |
|   | Fornecedor        | Agente  |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Informação Coletada do canal C do ponto de medição</b>                                   |                   |   |
| <b>SCDE_C<sub>i,z</sub></b>   | Descrição         | Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, no período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE   |
|   | Unidade           | kWh   |
|   | Fornecedor        | SCDE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Informação Coletada do canal G do ponto de medição</b>                                   |                   |   |
| <b>SCDE_G<sub>i,z</sub></b>   | Descrição         | Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, no período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE   |
|   | Unidade           | kWh   |
|   | Fornecedor        | SCDE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**3.3.4. Dados de Saída do Tratamento de Suporte de Reativos**

| <b>Consumo de Suporte de Reativos</b> |                                       |  |
|---------------------------------------|---------------------------------------|--|
| <b>CSR<sub>p,j</sub></b>              | Descrição                             | Montante de energia reativa absorvida/consumida pela usina em prestação de serviços ancilares pelo Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Tal montante, é revertido em geração para a usina que prestou o serviço.  |
|                                       | Unidade                               | Mvarh  |
|                                       | Valores Possíveis                     | Positivos ou Zero  |
|                                       | <b>Energia de Suporte de Reativos</b> |  |
| <b>ESR<sub>p,j</sub></b>              | Descrição                             | Montante de energia reativa associada a prestação de serviços ancilares pelo Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". A apuração do ressarcimento, com base na Tarifa de Serviços Ancilares definida pela Aneel é calculado no módulo de Regras relativo aos Encargos |
|                                       | Unidade                               | Mvarh  |
|                                       | Valores Possíveis                     | Positivos ou Zero  |

### 3.4. Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina

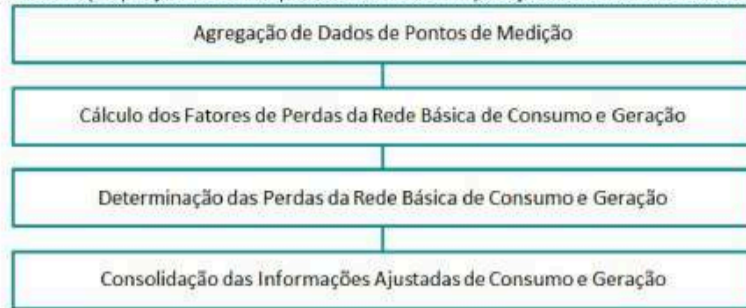
#### Objetivo:

Apurar o fator de proporcionalidade de unidades geradoras em operação comercial e o fator de proporcionalidade de unidades suspensas da usina.

#### Contexto:

Para se calcular a garantia física média, a geração histórica verificada e a garantia física apurada de uma usina, é necessário saber se a usina, se for hidráulica, está motorizada ou submotorizada, para então encontrar o percentual da usina que se encontra em operação comercial, bem como o percentual que reflete eventual suspensão de unidades geradoras da usina.

A Figura 18 apresenta a etapa de cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina no contexto do Módulo de Regras "Medição Contábil". Esta etapa é responsável por identificar a proporção da usina que se encontra em operação comercial e a eventual proporção da usina que está suspensa.



#### Anexos

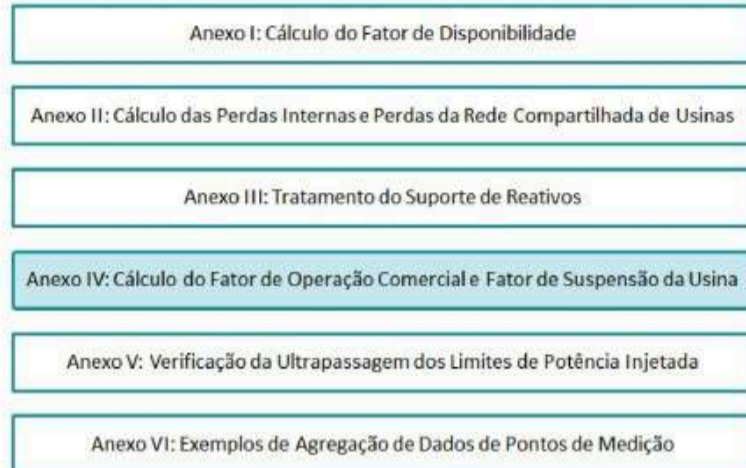


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

#### 3.4.1. Determinação da fase de motorização da usina

65 A sinalização de fase de motorização de usina hidráulica é determinada de acordo com os seguintes comandos:

65.1 Se, no período de comercialização do mês de apuração, o número de unidades geradoras em operação comercial de uma usina é superior ou igual ao número mínimo, definido pela ANEEL, de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total (ou o número de unidades base), a usina é considerada motorizada. Ou seja:

Se:

$$TOGU_{p,j} \geq NUB_p$$

Então:

$$MOT_{F_{p,j}} = 0$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina "p"

$MOT_{F_{p,j}}$  é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j" sendo:

$MOT_{F_{p,j}} = 0$  para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}} = 1$  para a usina submotorizada

65.2 Caso no período de comercialização do mês de apuração a usina não possua o número mínimo de unidades geradoras em operação comercial, definido pela ANEEL, como a quantidade mínima de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total, a usina é considerada em fase de motorização ou "submotorizada". Dessa forma:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$MOT_{F_{p,j}} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina "p"

$MOT_{F_{p,j}}$  é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina "p", no período de comercialização "j" sendo:

$MOT_{F_{p,j}} = 0$  para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}} = 1$  para a usina submotorizada

#### Importante:

A motorização de uma usina é um processo que ocorre durante a fase de instalação inicial do empreendimento. Após a usina estar motorizada, o retorno à submotorização não ocorrerá de forma automática ( $MOT_{F_{p,j}}=1$ ).

#### 3.4.2. Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina

O fator de operação comercial associado à garantia física é o indicador da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para a determinação da garantia física apurada. Em eventuais situações nas quais existam unidades geradoras em teste ou suspensas, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina.

Antes de entrar em operação comercial, as unidades geradoras de uma usina passam por um período de testes no qual a energia produzida é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Ao término desse período, a geração comercial, como é chamada a energia gerada pelas unidades em operação comercial, pode ser comercializada no âmbito da CCEE e é considerada para atender aos contratos de venda ou às cargas do agente na CCEE.

Em função da produção total de uma usina e de suas características sistêmicas, o volume da geração comercial é utilizado para o atendimento das obrigações comerciais, e o volume da geração de teste é obrigatoriamente liquidada no MCP.

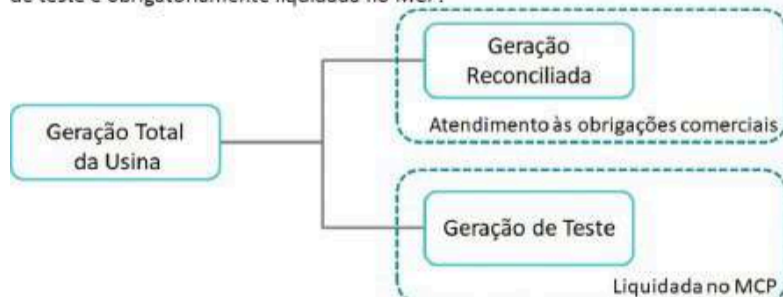


Figura 22: Determinação das quantidades de geração comercial e de teste

**Importante:**

A data de entrada em operação comercial da usina será a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora.

**Fator de Operação Comercial**

Os fatores de operação comercial são os indicadores da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para apuração de obrigação de entrega no MCP e seu respectivo pagamento na Receita de Venda.

Os cálculos referentes ao Fator de Operação Comercial são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

66 A CCEE cadastra a Capacidade Instalada Total da usina com base nos atos regulatórios vigentes, porém em alguns casos como quando há ampliação de usina, esse valor precisa ser ajustado.

66.1 Para usinas com ampliação, que tenham (i) cadastro de Garantia Física calculada pela alteração de capacidade da usina, ou (ii) houver entrada em operação de teste ou comercial de unidade geradora ou ainda (iii) passado o prazo para implementação da ampliação:

$$CAP_{A_{p,m}} = CAP_{T_p} + ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$$

Onde:

$CAP_{A_{p,m}}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

$CAP_{T_p}$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

$ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo da Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

**Importante:**

Para os empreendimentos com ampliação, será verificado prazo para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras da usina, que corresponderá a 54 meses ou prazo específico determinado pelo regulador para cada usina, contado da data de publicação do ato de outorga da ampliação ( $PRAZO\_AMP_{p,m}$  definido em dias).

66.2 Para as usinas com ampliação que não se enquadram nos casos anteriores, é apurada Capacidade Instalada Antes da Ampliação, reduzindo o montante ampliado da nova capacidade total:

$$CAP_{A_{p,m}} = CAP_{ANT\_AMP_p} + ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$$

Onde:

$CAP_{A_{p,m}}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

$CAP_{ANT\_AMP_p}$  é a Capacidade Instalada Antes de Ampliação, da parcela de usina "p"

$ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo da Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

**Importante:**

Para este cálculo será considerada a entrada em operação de teste ou em operação comercial de qualquer unidade geradora da usina. Será considerado um único valor para o mês, independente da hora de alteração do status da unidade geradora. Uma vez que a usina seja enquadrada na linha de comando 66.1, não poderá ser enquadrada posteriormente na linha de comando 0.

66.2.1 A capacidade total autorizada para o empreendimento antes da ampliação é calculada a partir da diferença entre a capacidade total cadastrada, considerando a ampliação, e a capacidade associada à ampliação, que será resultante da diferença positiva entre os cadastros de capacidade realizadas pelo agente no sistema da CCEE. Para evitar que eventuais situações de reduções de capacidade instalada (ampliação "negativa") distorça o cálculo em questão, apenas para esses casos, a capacidade instalada antes da ampliação será considerada a nova capacidade instalada, conforme expressão:

$$CAP_{ANT\_AMP_p} = \min(CAP_{T_p} - CAP_{AMP_p}; CAP_{T_p})$$

Onde:

$CAP_{ANT\_AMP_p}$  é a Capacidade Instalada Antes de Ampliação, da parcela de usina "p"

$CAP_{AMP_p}$  é a Capacidade Instalada Associada à Ampliação da parcela de usina "p"

$CAP_{T_p}$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

67 A Capacidade Instalada Total Ajustada para demais usinas sem ampliação é calculada com base na Capacidade Instalada Total cadastrada com base no ato regulatório:

$$CAP_{A_{p,m}} = CAP_{T_p} + ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$$

Onde:

$CAP_{A_{p,m}}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

$CAP_{T_p}$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

$ADDC_{CAP_{A_{p,m}}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo da Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

68 Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:

68.1 Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em operação comercial e (b) Garantia Física da usina:

$$F_{COMERCIAL_{p,j}} = \max\left(0; \frac{GFIS_{MOT_{p,n}}}{GF_p}\right)$$

Onde:

$F_{COMERCIAL_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GFIS_{MOT_{p,n}}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p"

68.2 Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total, conforme a seguinte expressão:

$$F_{COMERCIAL_{p,j}} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}}\right)$$

Onde:

$F_{COMERCIAL_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

$CAP_{A_{p,m}}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

69 Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F_{COMERCIAL_{p,j}} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}}\right)$$

Caso contrário:

$$F_{COMERCIAL_{p,j}} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

NUB<sub>p</sub> é o Número de Unidades Base da parcela de usina "p"

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

70 Para as usinas não hidráulicas, o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total, conforme a seguinte expressão:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}} \right)$$

Onde:

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

#### Fator de Suspensão

O Fator de Suspensão da usina é o indicador da garantia física ou capacidade da usina que se encontra suspensa por comando do regulador. Em situações nas quais existam unidades geradoras em suspensão, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina em fase de motorização. O fator de suspensão é apurado conforme as seguintes expressões:

71 Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

71.1 Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras suspensas e (b) Garantia Física das unidades geradoras em operação comercial mais a garantia física das unidades suspensas:

$$F\_SUSPENS\tilde{A}_{p,j} = \frac{GFIS\_MOT\_UG_{p,j}}{GFIS\_MOT_{p,n+1}}$$

Onde:

F\_SUSPENS\tilde{A}\_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS\_MOT\_UG<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Motorização do conjunto de Unidades Geradoras suspensas da parcela de usina "p", no instante de comercialização "j"

GFIS\_MOT<sub>p,n+1</sub> é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial mais as unidades geradoras suspensas

#### Importante:

O acrônimo GFIS\_MOT\_UG<sub>p,j</sub> (numerador), é obtido pela diferença entre a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas e a Garantia Física de Motorização considerando somente as unidades geradoras em operação comercial, vide expressão abaixo:

$$GFIS\_MOT\_UG_{p,j} = GFIS\_MOT_{p,n+1} - GFIS\_MOT_{p,n}$$

Já no denominador, deve se considerar a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas.

71.2 Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SUSPENS\tilde{A}_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}} \right)$$

Onde:

F\_SUSPENS\tilde{A}\_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"UGS" é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas "p"

72 Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F\_SUSPENS\tilde{A}_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_SUSPENS\tilde{A}_{p,j} = 0$$

Onde:

TOGU<sub>p,j</sub> é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

NUB<sub>p</sub> é o Número de Unidades Base da parcela de usina "p"

F\_SUSPENS\tilde{A}\_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"UGS" é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas "p"

73 Para as usinas não hidráulicas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SUSPENS\tilde{A}_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_{A_{p,m}}} \right)$$

Onde:

F\_SUSPENS\tilde{A}\_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"UGS" é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas "p"

#### 3.4.3. Dados de Entrada do Cálculo do Fator de Operação Comercial

| Capacidade Instalada                       |                   |   |
|--|-------------------|---|
| CAP <sub>i,j</sub>                         | Descrição         | Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | MW  |
|  | Fornecedor        | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| Capacidade Instalada Total                 |                   |   |
| CAP <sub>T<sub>p</sub></sub>               | Descrição         | Capacidade instalada total da usina "p", definida conforme ato autorizativo da ANEEL  |
|  | Unidade           | MW  |
|  | Fornecedor        | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| Capacidade Instalada Associada à Ampliação |                   |   |
| CAP <sub>AMP<sub>p</sub></sub>             | Descrição         | Capacidade Instalada Associada à Ampliação da parcela de usina "p"  |
|  | Unidade           | MW  |
|  | Fornecedor        | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |

|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>  | <b>Garantia Física de Motorização</b>  |  |
|  | Descrição  | Garantia Física Média no período de motorização "n" < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina "p", referente às "n" Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório  |
|  | Unidade  | MWh/h  |
|  | Fornecedor   | MME/ANEEL/EPE  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>GF<sub>p</sub></b>  | <b>Garantia Física</b>   |  |
|  | Descrição  | Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.  |
|  | Unidade  | MW médio   |
|  | Fornecedor   | MME/EPE  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>NUB<sub>p</sub></b>   | <b>Número de Unidades Base da Usina</b>  |  |
|  | Descrição  | Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Garantia Física total. Para usinas cujo contrato de concessão define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável obedece ao estabelecido no ato regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável é definido como sendo o total de unidades geradoras da usina |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | Cadastro do Sistema Elétrico   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos  |
| <b>TOGU<sub>p,j</sub></b>  | <b>Número de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma Usina</b>   |  |
|  | Descrição  | Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma parcela de usina hidráulica "p", em fase de motorização, no período de comercialização "j". Deverá retratar a entrada em operação comercial de novas unidades  |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>ADDC_CAP_A<sub>p,m</sub></b>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo da Capacidade Instalada Total Ajustada</b> |  |
|  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo da Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"  |
|  | Unidade  | MW   |
|  | Fornecedor   | CCEE   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>PRAZO_AMP<sub>p,m</sub></b>   | <b>Prazo para Implementação da Ampliação</b>   |  |
|  | Descrição  | Prazo para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras da usina "p", no mês de Apuração "m"   |
|  | Unidade  | Dias   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>3.4.4. Dados de Saída do Cálculo do Fator de Operação Comercial</b> |  |  |
| <b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>                                       | <b>Fator de Operação Comercial</b>   |  |
|  | Descrição  | Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>F_SUSPENSA<sub>p,j</sub></b>  | <b>Fator de Suspensão da Usina</b>   |  |
|  | Descrição  | Estabelece a relação entre a capacidade das unidades geradoras suspensas de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MOT_F<sub>p,j</sub></b>   | <b>Sinalizador de Fase de Motorização da Usina</b>   |  |
|  | Descrição  | Informa a condição de submotorização da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". MOT_F <sub>p,j</sub> = 1 indica a usina em fase de motorização ou submotorizada. MOT_F <sub>p,j</sub> = 0 indica que a parcela da usina encontra-se motorizada  |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>CAP_A<sub>p,m</sub></b>   | <b>Capacidade Instalada Total Ajustada da usina</b>  |  |
|  | Descrição  | Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | MW   |
|  | Fornecedor   | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos  |

### 3.5. Anexo V – Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE e Ajuste da Garantia Física para Sazonalização do MRE

#### Objetivo:

Determinar os valores dos indicadores de performance das usinas hidrelétricas participantes do MRE e realizar o ajuste da garantia física que será utilizada no processo de sazonalização para o MRE.

#### Contexto:

É importante avaliar a performance das usinas participantes do MRE. Dessa forma, o presente anexo irá determinar indicadores e fatores que retratam o comportamento das usinas hidrelétricas, sendo utilizados para ajustar outras grandezas necessárias para o processo de contabilização do mercado de curto prazo.

A Figura 23 situa o anexo referente ao cálculo dos indicadores de usinas hidrelétricas participantes do MRE em relação ao módulo completo.



Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 3.5.1. Detalhamento do Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE

Há dois indicadores que devem ser calculados para as usinas hidrelétricas e que sejam participantes do MRE:

- O Fator de Contribuição ao MRE da usina, calculado em maio de cada ano para todas as usinas hidrelétricas participantes do MRE, sendo que para usinas que contarem com o sistema de medições de vertimento de vazões operacional o FCM\_MRE será igual 1 (um).
- A Disponibilidade Associada à Vazão Vertida – DISP\_VV, que será calculada para as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente e participantes do MRE que instalaram um sistema de medição de vertimento de vazões, sendo o cálculo realizado de forma mensal a partir do mês em que haja no mínimo dados coletados de treze meses. Para as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente ou não despachadas, mas que não instalem sistema de medição de vazões vertidas, o DISP\_VV será igual a 1 (um).

#### 3.5.1.1. Cálculo do Fator de Contribuição ao MRE e Ajuste no valor da Garantia Física para fins de sazonalização do MRE

74 Para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, deve ser apurado em maio de cada ano o valor do Fator de Contribuição ao MRE da usina e ajustado o valor da garantia física que será utilizado na sazonalização da garantia física para fins do MRE no ano seguinte, sendo que para as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente o Fator de Contribuição ao MRE será igual a 1 (um). Por exemplo, em maio de 2026 serão ajustados os valores das garantias físicas das usinas participantes do MRE que serão consideradas no processo de sazonalização da garantia física para fins do MRE para o ano de 2027.

74.1 O cálculo do Fator de Contribuição ao MRE Preliminar da usina hidrelétrica não despachada centralizadamente é realizado pelas expressões seguinte:

Se na data do cálculo o histórico de operação comercial da usina for inferior a 36 (trinta e seis) meses:

$$FC\_MRE\_PRE_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

$$FC\_MRE\_PRE_{p,f} = \min \left( 1; \frac{GHV\_MRE_{usi,f}}{REF\_GF\_MRE_{usi,f}} \right)$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

Onde:

FC\_MRE\_PRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Contribuição ao MRE Preliminar da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

GHV\_MRE<sub>usi,f</sub> é a Geração Histórica Verificada do MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"

REF\_GF\_MRE<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física de Referência do MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

74.2 Para usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, a Geração Histórica Verificada, no mês de processamento, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$GHV\_MRE_{usi,f} = \frac{\sum_{m \in \text{PMGH}} MED\_G\_U_{usi,m}}{\sum_{m \in \text{PMGH}} M\_HORAS_m} + ADDC\_GHV\_MRE_{usi,f}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

GHV\_MRE<sub>usi,f</sub> é a Geração Histórica Verificada do MRE da Usina, no ano de apuração "f"

MED\_G\_U<sub>usi,m</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada da Usina, no mês de apuração "m"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

ADDC\_GHV\_MRE<sub>usi,f</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV\_MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"

"PMGH" é o conjunto dos meses de geração histórica verificada da usina, considerando ciclos de 12 meses

74.3 Para usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE, a Medição de Geração não ajustada da Usina, no mês de referência, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MED\_G\_U_{usi,m} = \sum_{j \in m} \sum_{p \in \text{usi}} MED\_G_{p,j}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

$$\forall \text{usi} \in \text{PMRE}$$

Onde:

MED\_G\_U<sub>usi,m</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada da Usina por usina "usi", mês de apuração "m"

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"usi" é a usina hidrelétrica participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

74.4 Para usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, a Garantia Física de Referência da Usina é determinada com base na garantia física em operação comercial no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$REF\_GF\_MRE_{usi,f} = \frac{GF\_U_{usi,f}}{M\_HORAS_m} + ADDC\_REF\_GHV\_MRE_{usi,f}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

REF\_GF\_MRE<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física de Referência da Usina da usina "usi", no ano de apuração "f"

GF\_U<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física da usina "usi" no ano de apuração "f"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

ADDC\_REF\_GHV\_MRE<sub>usi,f</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REF\_GHV\_MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"

74.5 Para usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE, a Garantia Física da Usina é determinada conforme a seguinte expressão:

$$GF\_U_{usi,f} = \sum_{j \in m} \sum_{p \in \text{usi}} (GF_p * SPD_m * F\_PDI\_GF_{p,f} + F\_PRC\_GF_{p,j})$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

Onde:

GF\_U<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física da usina "usi" no ano de apuração "f"

GF<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina "p"

SPD<sub>m</sub> é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

F\_PDI\_GF<sub>p,f</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

F\_PRC\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"usi" é a usina hidrelétrica participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### Importante:

A contagem dos meses para formação do histórico do acrônimo GHV\_MRE<sub>usi,f</sub> tem início com a entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora da usina. A liberação para operação comercial de uma nova unidade geradora em usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, nos casos de aumento da potência instalada ou para a substituição de unidade existente para aumento de eficiência, implicará na desconsideração do histórico de geração da usina anterior ao novo início de operação comercial. Nesse caso, o agente proprietário da usina deve informar à CCEE sobre o ocorrido.

O cálculo dos acrônimos GHV\_MRE e REF\_GF\_MRE ocorre apenas no caso de, no mês de apuração, a usina contar com no mínimo 36 meses de operação comercial, sendo que o cálculo do GHV\_MRE deve sempre considerar múltiplos de 12 meses, desconsiderando os 12 meses iniciais de operação comercial. Por exemplo:

- i. Se a usina conta com 36 meses de operação comercial, os 12 primeiros meses são desconsiderados, sendo utilizados no cálculo os dados do 13º ao 36º mês de operação comercial da usina.
- ii. Se a usina conta com 84 meses de operação comercial, os 12 primeiros meses são desconsiderados, sendo considerado os dados do 13º ao 84º mês de operação comercial da usina.

A critério da ANEEL, poderão ser desconsiderados os meses impactados por obras de modernização ou reformas do empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente. Por exemplo, no caso da usina contar com 84 meses de operação e a ANEEL informar que devem ser desconsiderados os 75º e o 76º meses, serão considerados os dados do 13º ao 74º mês e do 77º ao 84º mês, totalizando 70 meses no histórico. A ANEEL deverá encaminhar à CCEE a relação dos meses que devem ser desconsiderados para cada usina.

75 O Fator de Geração do MRE de uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente é determinado conforme as seguintes expressões: Se na data do cálculo o histórico de operação comercial da usina for inferior a 36 (trinta e seis) meses:

$$FG_{MRE_{p,f}} = 1$$

Caso contrário:

$$FG_{MRE_{p,f}} = \min \left( 1; \frac{GH_{REQ\_UHND_{usi,f}}}{GF_{REQ\_UHND_{usi,f}}} \right)$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

Onde:

FG\_MRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Geração do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

GH\_REQ\_UHND<sub>usi,f</sub> é a Geração Histórica do Reservatório Equivalente Vinculada à Usina Hidrelétrica Não Despachada da usina "usi", no ano de apuração "f"

GF\_REQ\_UHND<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física do Reservatório Equivalente Vinculada à Usina Hidrelétrica Não Despachada da usina "usi", no ano de apuração "f"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE que faz parte do reservatório equivalente "REQ"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

75.1 A Geração Histórica do Reservatório Equivalente Vinculada à Usina Hidrelétrica Não Despachada é determinada conforme a seguinte expressão:

$$GH_{REQ\_UHND_{usi,f}} = \frac{\sum_{usi \in EPDMRE} \sum_{m \in PMFC_{MRE}} (MED\_G_{U_{usi,m}})}{\sum_{m \in PMFC_{MRE}} M_{HORAS_m}} + ADDC_{GH_{usi,f}}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

GH\_REQ\_UHND<sub>usi,f</sub> é a Geração Histórica do Reservatório Equivalente Vinculada à Usina Hidrelétrica Não Despachada da usina "usi", no ano de apuração "f"

MED\_G\_U<sub>usi,m</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada da Usina por usina despachada centralizadamente "usi", mês de apuração "m"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

ADDC\_GH<sub>usi,f</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GH\_REQ\_UHND da usina "usi", no ano de apuração "f"

"PMRE" é o conjunto de usinas "usi", despachadas centralizadamente e participantes do MRE

"REQ" é o Reservatório equivalente ao qual pertencente a usina não despachada centralizadamente "usi"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE que faz parte do reservatório equivalente "REQ"

"usi\*" é a usina hidrelétrica despachada centralizadamente que faz parte do reservatório equivalente "REQ"

"PMFC\_MRE" é o conjunto dos meses utilizados no cálculo do GHV\_MRE da usina não despachada centralizadamente, considerando ciclos de 12 meses

75.2 A Garantia Física do Reservatório Equivalente vinculada à Usina Hidrelétrica Não Despachada é determinada conforme a seguinte expressão:

$$GF_{REQ\_UHND_{usi,f}} = \frac{\sum_{usi \in EPDMRE} (GF_{U_{usi}})}{M_{HORAS_m}} + ADDC_{GF_{usi,f}}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

GF\_REQ\_UHND<sub>p,usi</sub> é a Garantia Física do Reservatório Equivalente Vinculada à Usina Hidrelétrica não Despachada da usina "usi", no ano de apuração "f"

GF\_U<sub>usi\*</sub> é a Garantia Física da usina despachada centralizadamente "usi\*"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

ADDC\_GF<sub>usi,f</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GF\_REQ\_UHND da usina "usi", no ano de apuração "f"

"PMRE" é o Conjunto de usinas "usi\*", despachadas centralizadamente e participantes do MRE

"REQ" é o Reservatório equivalente ao qual pertencente a usina não despachada centralizadamente "usi"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE que faz parte do reservatório equivalente "REQ"

"usi\*" é a usina hidrelétrica despachada centralizadamente que faz parte do reservatório equivalente "REQ"

#### Importante:

O histórico de meses do cálculo do acrônimo GF\_REQ\_UHND deve ser igual ao utilizado no cálculo do acrônimo GHV\_MRE<sub>p,usi</sub> da usina hidrelétrica não despachada e pertencente ao reservatório equivalente.

Exemplo: se o cálculo do GHV\_MRE da usina A, participante do reservatório equivalente 1, utilizou um histórico de 36 meses, o cálculo do acrônimo GF\_REQ\_UHND, vinculados à usina A, deve considerar o mesmo histórico de 36 meses.

76 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, o Fator de Referência de Contribuição ao MRE é determinado pelas seguintes expressões: Se na data do cálculo o histórico de operação comercial da usina for inferior a 36 (trinta e seis) meses:

$$REF\_FC\_MRE_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

$$REF\_FC\_MRE_{p,f} = FG\_MRE_{p,f} * REQ\_MRE_{usi,f}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

Onde:

REF\_FC\_MRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Referência de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", para o ano de apuração "f"

FG\_MRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Geração do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

REQ\_MRE<sub>usi,f</sub> é o Requisito do MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### Importante:

O Requisito do MRE (REQ\_MRE) de uma usina hidrelétrica depende do número de meses de operação comercial conforme tabela seguinte:

| Número de meses registrados na CCEE posteriores ao 12º mês de operação comercial | Requisito MRE |
|--|---------------|
| 24 ≤ n < 36  | 10%           |
| 36 ≤ n < 48  | 55%           |
| 48 ≤ n < 60  | 60%           |
| 60 ≤ n < 72  | 65%           |
| 72 ≤ n < 84  | 70%           |
| 84 ≤ n < 96  | 75%           |
| 96 ≤ n < 120   | 80%           |
| n ≥ 120  | 85%           |

Por exemplo, se no mês do cálculo a usina apresenta 38 meses de operação comercial, o cálculo do FC\_MRE\_PRE será realizado com um histórico de 24 meses e o Requisito do MRE, utilizado para cálculo do Fator de Referência de Contribuição ao MRE, será de 10%.

77 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, o Fator de Contribuição ao MRE é determinado pelas seguintes expressões: Se na data do cálculo a usina contar com sistema de medição de vazão de vertimento operacional:

$$FC\_MRE_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

Se  $FC\_MRE\_PRE_{p,f} \geq REF\_FC\_MRE_{p,f}$ :

$$FC\_MRE_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

Se a usina não despachada centralizadamente tenha sido submetida a intervenção que implique em aumento de garantia física sem emissão de novo ato de operação comercial e  $FC\_MRE\_PRE_{p,f} \geq REQ\_POND\_MRE_{p,f}$

$$FC\_MRE_{p,f} = 1$$

Caso contrário:

$$FC\_MRE_{p,f} = FC\_MRE\_PRE_{p,f}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

FC\_MRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

FC\_MRE\_PRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Contribuição ao MRE Preliminar da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

REF\_FC\_MRE<sub>p,f</sub> é o Fator de Referência de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

REQ\_POND\_MRE<sub>p,f</sub> é o Requisito Ponderado do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

#### Importante

O sistema de medição de vazões de vertimento é considerado operacional se, no momento do cálculo, a inclusão do ponto de medição do SMI estiver concluída para o mês de referência, conforme diretrizes estabelecidas em Procedimento de Comercialização específico.

77.1 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e que tenha sido submetida a intervenção que implique em aumento de garantia física sem emissão de novo ato de operação comercial, o valor do Requisito Ponderado do MRE é determinado conforme a seguinte expressão:

$$REQ\_POND\_MRE_{p,f} = \min \left( 1; \left( \frac{REQ\_MRE_{usi,f} * GF\_REF\_0_{usi,f} + \sum_{nk} REQ\_VINC_{usi,nk}}{GF\_REF\_0_{usi,f} + \sum_{nk \in PGFO} (INC\_GF_{usi,nk})} \right) \right) + ADDC\_REQ\_POND\_MRE_{p,f}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in \text{usi}$$

$$\forall p \in \text{PMRE}$$

Onde:

REQ\_POND\_MRE<sub>p,f</sub> é o Requisito Ponderado do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

REQ\_MRE<sub>usi,f</sub> é o Requisito do MRE da usina "usi" no ano de apuração "f"

GF\_REF\_0<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física de Referência Inicial usina "usi", para o ano de apuração "f"

REQ\_VINC<sub>usi,nk</sub> é o Requisito Vinculado da usina "usi" para a intervenção "nk"

INC\_GF<sub>usi,nk</sub> é o Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

ADDC\_REQ\_POND\_MRE<sub>p,f</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REQ\_POND\_MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"PGFO" representam as intervenções "nk" que possuam data de referência posteriores à data de referência de publicação da Garantia Física Inicial de referência e que possuam Requisito Vinculado (REQ\_VINC) diferente de zero ou nulo

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

77.2 A Garantia Física de Referência Inicial para cálculo do Requisito MRE será aquela vigente no mês de maio de 2026, ou no caso de decremento de Garantia Física, o valor publicado inferior ao valor vigente, ou ainda, para o caso de ser a primeira publicação de Garantia Física, será o próprio valor inicial vigente, conforme expressão:

No caso de primeira Garantia Física publicada ou  $GF\_TOT\_U_{usi,m} < GF\_TOT\_U_{usi,m-1}$ :

$$GF\_REF\_0_{usi,f} = GF\_TOT\_U_{usi,m}$$

Caso contrário:

$$GF\_REF\_0_{usi,f} = GF\_TOT\_U_{usi,m}$$

Onde:

GF\_REF\_0<sub>usi,f</sub> é a Garantia Física Inicial de Referência da "usi", para o ano de apuração "f"

GF\_TOT\_U<sub>usi,m</sub> é a Garantia Física Total de uma Usina definida em ato regulatório da usina "usi", para o mês de apuração "m"

"m" representa o mês de maio de 2026

77.3 A Garantia Física Total de uma Usina é determinada conforme a seguinte expressão:

$$GF_{TOT\_U_{usi,m}} = \sum_{p \in usi} GF_p$$

$$\forall p \in usi$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GF_{TOT\_U_{usi,m}}$  é a Garantia Física Total de uma Usina "usi", para o mês de apuração "m"

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

77.4 A data utilizada para mensurar o percentual que será utilizado no Requisito MRE terá como referência a data de publicação da Garantia Física Inicial apurada na linha de comando anterior, conforme expressão:

No caso de primeira Garantia Física publicada ou  $GF_{TOT\_U_{usi,m}} < GF_{TOT\_U_{usi,m-1}}$ :

$$DT_{GF\_REF\_0_{usi,f}} = data(GF_{TOT\_U_{usi,m}})$$

Caso contrário:

$$DT_{GF\_REF\_0_{usi,f}} = data(GF_{TOT\_U_{usi,m^*}})$$

Onde:

$DT_{GF\_REF\_0_{usi,f}}$  é a Data de publicação da Garantia Física Inicial de Referência da usina "usi", para o ano de apuração "f"

$GF_{TOT\_U_{usi,m}}$  é a Garantia Física Total de uma Usina definida em ato regulatório da usina "usi", para o mês de apuração "m"

"m\*" representa o mês de maio de 2026

77.5 O incremento de Garantia Física será calculado para todos os meses em que há alteração de GF publicada, sendo apurado por intervenção realizada na parcela de usina. A data de referência de cada intervenção será considerada como a data de publicação da nova Garantia Física, para posterior comparativo ao percentual utilizado no cálculo do Requisito Ponderado, conforme expressão:

Para o mês em que há alteração de Garantia Física:

$$INC_{GF_{usi,nk}} = (GF_{TOT\_U_{usi,m}} - GF_{TOT\_U_{usi,m-1}})$$

A data de referência do incremento, por intervenção "nk", será a data de publicação da nova Garantia Física vigente:

$$DT_{INC\_GF_{usi,nk}} = data(GF_{TOT\_U_{usi,m}})$$

Onde:

$INC_{GF_{usi,nk}}$  é o Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

$DT_{INC\_GF_{usi,nk}}$  é a Data de Referência Associada ao Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

$GF_{TOT\_U_{usi,m}}$  é a Garantia Física Total de uma Usina definida em ato regulatório da usina "usi", para o mês de apuração "m"

77.6 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e que tenha sido submetida a intervenção que implique em aumento de garantia física sem emissão de novo ato de operação comercial, o valor do Requisito Vinculado a Alteração da Garantia Física é determinado conforme a seguinte expressão:

Para as intervenções que possuam  $DT_{INC\_GF_{usi,nk}} < DT_{GF\_REF\_0_{usi,m}}$ :

$$REQ\_VINC_{usi,nk} = 0$$

Para as demais intervenções:

$$REQ\_VINC_{usi,nk} = (INC_{GF_{usi,nk}}) * REQ\_VINC_{GF_{usi,nk}}$$

Onde:

$REQ\_VINC_{usi,nk}$  é o Requisito Vinculado da usina "usi", para a intervenção "nk"

$DT_{INC\_GF_{usi,nk}}$  é a Data de Referência Associada ao Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

$DT_{GF\_REF\_0_{usi,m}}$  é a Data de publicação da Garantia Física Inicial de Referência da usina "usi", para o mês de apuração "m"

$INC_{GF_{usi,nk}}$  é o Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

$REQ\_VINC_{GF_{usi,nk}}$  é o Requisito Vinculado ao Incremento de Garantia Física da usina "usi", referente a intervenção "nk"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

#### Importante:

O Requisito Vinculado ao Incremento de Garantia Física ( $REQ\_VINC_{GF_{usi,nk}}$ ) de uma usina hidrelétrica depende do número de meses decorridos do aumento da garantia física da usina em função da intervenção que implique em aumento de garantia física sem emissão de novo ato de operação comercial, sendo os valores apresentados na Tabela seguinte

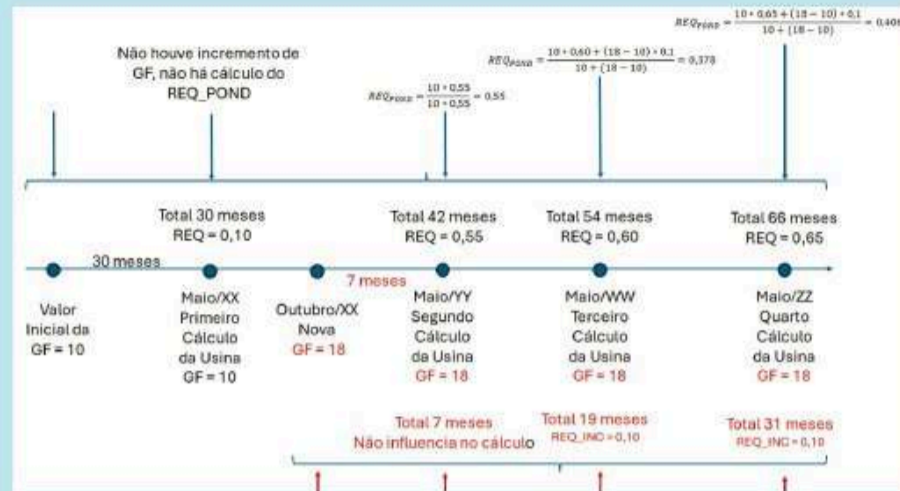
| Quantidade de meses posterior ao início da parcela incremental de garantia física da usina | Requisito MRE |
|--|---------------|
| $12 \leq n < 36$   | 10%           |
| $36 \leq n < 48$   | 55%           |
| $48 \leq n < 60$   | 60%           |
| $60 \leq n < 72$   | 65%           |
| $72 \leq n < 84$   | 70%           |
| $84 \leq n < 96$   | 75%           |
| $96 \leq n < 120$  | 80%           |
| $n \geq 120$   | 85%           |

**Importante:**

Eventual intervenção que implique em aumento de garantia física sem emissão de novo ato de operação comercial da usina hidrelétrica não despachada centralizadamente deve ser informada pelo agente à CCEE para que se possa calcular o Requisito Ponderado do MRE.

O cálculo do Requisito Ponderado do MRE leva em conta a garantia física inicial da usina e os incrementos de garantia física decorrentes de intervenção para realização de modernização sem que haja emissão de novo ato de início de operação comercial da usina. O conjunto "PGFO" indica a quantidade de intervenções que ocorreram com aumento de garantia física ao longo da vida da usina.

A figura seguinte ilustra exemplo para o cálculo do Requisito Ponderado do MRE.



O Requisito Ponderado do MRE é calculado em maio de cada ano, sendo que a verificação das alterações de garantia física tem início com o primeiro cálculo realizado para a usina.

78 Para uma usina hidrelétrica despachada centralizadamente, o Fator de Contribuição ao MRE será sempre igual a 1, sendo determinado pela seguinte expressão:

$$FC_{MRE_{p,f}} = 1$$

$$\forall m = \text{maio}$$

Onde:

$FC_{MRE_{p,f}}$  é o Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

79 O valor da Garantia Física de Sazonalização do MRE é determinado para todas as usinas participantes do mecanismo a partir da seguinte expressão:

$$GF_{MRE_{p,f}} = GF_p * FC_{MRE_{p,f}}$$

$$\forall m = \text{maio}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GF_{MRE_{p,f}}$  é Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$GF_p$  é a Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$FC_{MRE_{p,f}}$  é o Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

**Importante:**

O acrônimo  $GF_{MRE}$  é determinado em todo mês de maio, sendo considerado no processo de sazonalização da garantia física para fins do MRE e na apuração do repasse do risco hidrológico do ACR no ano seguinte ao de sua apuração. Portanto, o valor de  $GF_{MRE}$  utilizado no ano de início da nova regra (2026) será igual à GF do empreendimento, visto que não houve cálculo realizado no ano anterior.

Por exemplo, o valor de  $GF_{MRE}$  apurado em maio de 2026, será utilizado na sazonalização para fins do MRE para o ano de 2027 e na apuração do valor de repasse do risco hidrológico do ACR nos meses de 2027. Na apuração do repasse do risco hidrológico para os meses de junho a dezembro de 2026, continuará a ser utilizado o valor da GF original da usina.

No caso de uma usina entrar ou retornar ao MRE após o mês de maio de cada ano, o valor do acrônimo  $GF_{MRE}$  será igual ao valor da garantia física definida para o empreendimento, GF.

**3.5.1.2. Cálculo da Disponibilidade Associada à Vazão Vertida**

80 Para as usinas hidrelétricas participantes do MRE e que instalaram um sistema de medição de vazão de vertimento deve ser apurado mensalmente, a partir do 13º mês em que o sistema esteja operacional na CCEE, a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida, sendo que o valor desse índice para usinas despachadas, ou não despachadas que não instalaram o sistema de medição de vazões vertidas, será 1 (um).

81 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, o Índice de Vazão Vertida é calculado pelas seguintes expressões:

Se a usina não despachada centralizadamente tenha instalado um sistema de medição de vazões de vertimento e o sistema esteja operacional na CCEE há 13 (treze) ou mais meses:

$$IVV_{p,m} = \frac{\sum_{60M} EM_{PERDA\_SMI_{usi,m}}}{\sum_{60M} (EM_{GERADA\_SMI_{usi,m}} + EM_{PERDA\_SMI_{usi,m}})} + ADDC_{IVV_{p,m}}$$

Caso contrário:

$$IVV_{p,m} = 0$$

$$\forall p \in usi$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IVV_{p,m}$  é o Índice de Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

$EM_{PERDA\_SMI_{usi,m}}$  é a Energia Mensal de Perda Apurada pelo SMI da usina hidrelétrica "usi", no mês de contabilização "m"

$EM_{GERADA\_SMI_{usi,m}}$  é a Energia Mensal Gerada Apurada para o SMI da usina hidrelétrica "usi", no mês de contabilização "m"

$ADDC_{IVV_{p,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do IVV da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"60M" é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

81.1 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, a Energia Mensal Gerada Apurada para o SMI é determinada pela soma entre a medição horária de geração apurada pelo Sistema de Medição de Faturamento e as perdas internas e o consumo interno da usina, vinculado ao cálculo da garantia física, a partir da seguinte expressão:

$$EM_{GERADA\_SMI_{ust,m}} = \sum_{j \in m} \sum_{i \in usi} (MO_{G_{i,j}}) * (1 + PPIM_{p,f}) + \sum_{j \in m} (CON_{I\_GF_{usi}} * SPD_m)$$

Onde:

$EM_{GERADA\_SMI_{ust,m}}$  é a Energia Mensal Gerada Apurada para o SMI da usina hidrelétrica "usi", no mês de contabilização "m"

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

PPIM<sub>p,f</sub> é o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

CON\_I\_GF<sub>usi</sub> é o Consumo Interno Vinculado ao Cálculo da Garantia Física da usina "usi"

SPD<sub>m</sub> é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

81.2 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, a Energia Mensal de Perda Apurada pelo SMI é determinada pela soma dos valores de perda horários apurados pelo SMI, a partir da seguinte expressão:

$$EM\_PERDA\_SMI_{usi,m} = \sum_{j \in m} E\_PERDA\_SMI_{usi,j}$$

Onde:

EM\_PERDA\_SMI<sub>usi,m</sub> é a Energia Mensal de Perda Apurada pelo SMI da usina hidrelétrica "usi", no mês de contabilização "m"

E\_PERDA\_SMI<sub>usi,j</sub> é a Energia de Perda Apurada pelo SMI da usina hidrelétrica "usi", no período de contabilização "j"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### Importante:

No caso de ausência do valor da Energia de Perda Apurada pelo SMI em uma hora (período de comercialização), o valor do dado faltante da hora será calculado pelos seguintes Procedimentos:

- 1º Procedimento: para um período de franquia composto pelas primeiras 72 horas (período de comercialização) de dados faltantes em um ano:
  - Se ocorrer falta de dados para um intervalo de X horas, será considerado como Energia de Perda Apurada pelo SMI, para cada hora do intervalo, o maior valor entre um intervalo consecutivo imediatamente anterior de X horas com dados apurados e um intervalo consecutivo imediatamente posterior de X horas com dados apurados. Exemplo, se houver falta de 3 horas consecutivas, será considerado, para cada uma das horas com dado faltante, o maior valor entre as 3 horas imediatamente anteriores com dados apurados e as 3 horas imediatamente posteriores com dados apurados, sendo que as mesmas 3 horas preenchidas serão descontadas do crédito de 72 horas da franquia.
- 2º Procedimento: a partir da 73ª hora com dado faltante em um ano:
  - A Energia de Perda Apurada pelo SMI será calculada pela diferença entre a Capacidade Total da Usina em operação comercial e a Energia Gerada Apurada para o SMI para a hora faltante, cujo valor é determinado pela medição horária de geração apurada pelo Sistema de Medição de Faturamento acrescida das perdas internas e do consumo interno da usina.
- Se o 1º intervalo com dados faltantes no ano tiver mais de 72 horas consecutivas, será aplicado o 1º Procedimento para as 72 primeiras horas consecutivas do intervalo e o 2º Procedimento para as demais horas consecutivas do intervalo, sendo que a partir de então para toda hora com dado faltante será utilizada o 2º Procedimento. Exemplo, se o 1º intervalo com dados faltantes no ano apresentar 80 horas consecutivas, será aplicado o 1º Procedimento para as 72 primeiras horas consecutivas e o 2º Procedimento para as demais 8 horas consecutivas, sendo que a partir de então será aplicado o 2º Procedimento para qualquer hora com dado faltante até o final do ano.
- Caso ocorra um intervalo de X hora consecutivas com dados faltantes, sendo que já tenha ocorrido anteriormente a aplicação do 1º Procedimento em intervalos anteriores de forma a que o número X de horas consecutivas supere o saldo de horas remanescente da franquia, será aplicada o 1º Procedimento para o número de horas consecutivas, Y, que atinja o crédito de 72 horas da franquia, e o 2º Procedimento para as demais horas consecutivas faltantes do intervalo de X horas. Exemplo: se o saldo remanescente da franquia for de 20 horas e ocorrer um intervalo de 25 horas consecutivas de dados faltantes, será aplicado o 1º Procedimento para as 20 primeiras horas consecutivas do intervalo e o 2º Procedimento para as demais 5 horas consecutivas do intervalo.
- No caso de haver inexistência ou impossibilidade de acessar dados apurados em intervalos anterior ou posterior ao intervalo com dados faltantes, utiliza-se o 2º Procedimento.

A contagem dos meses para formação do histórico para cálculo do acrônimo IVV tem início a partir do momento em que o sistema de medições de vazões esteja operacional na CCEE, sendo que os 12 primeiros meses do histórico de medição de vazão são desconsiderados. O histórico a ser considerado no cálculo será crescente até se completar 60 meses. Por exemplo: se no mês de apuração o sistema de medições de vazões da usina esteja operacional na CCEE há 13 meses, somente o dado do 13º mês é considerado no cálculo do IVV.

Se no mês de apuração o sistema de medições de vazões da usina esteja operacional na CCEE há 80 meses, serão utilizados dados de 60 meses no cálculo do IVV.

82 Para uma usina hidrelétrica despachada centralizadamente, o cálculo da Disponibilidade Associada à Vazão Vertida é determinado pela seguinte expressão:

$$DISP\_VV_{p,m} = 1$$

Onde:

DISP\_VV<sub>p,m</sub> é a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

83 Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida é calculada pelas seguintes expressões:

Se a usina hidrelétrica participante do MRE não for despachada centralizadamente, o sistema de medição de vazões vertidas esteja operacional na CCEE em período igual ou superior há 13 meses e FC\_MRE<sub>p,f-1</sub> = 1

$$DISP\_VV_{p,m} = \min\left(1; \left(\frac{1 - IVV_{p,m}}{DISP\_REF\_AJU_{p,m}}\right)\right)$$

Caso contrário

$$DISP\_VV_{p,m} = 1$$

$$\forall p \in USI$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DISP\_VV<sub>p,m</sub> é a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

IVV<sub>p,m</sub> é o Índice de Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

DISP\_REF\_AJU<sub>p,m</sub> é a Disponibilidade de Referência Ajustada da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

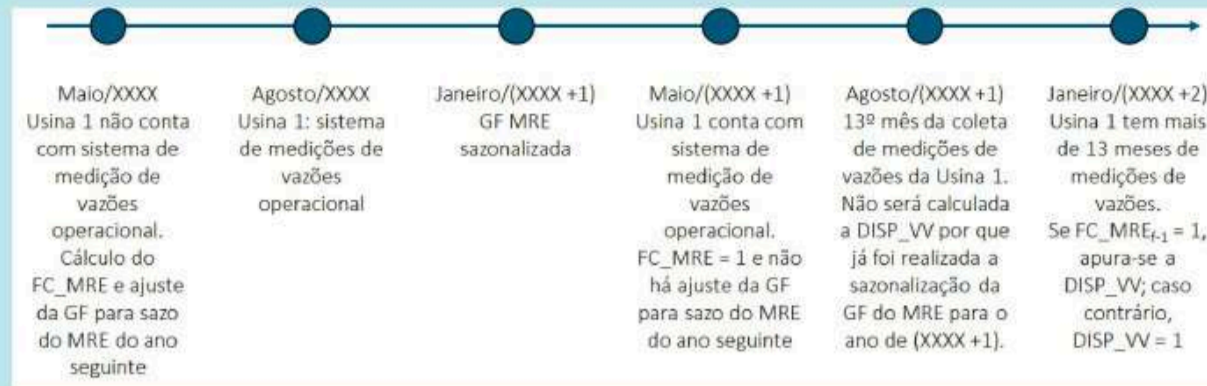
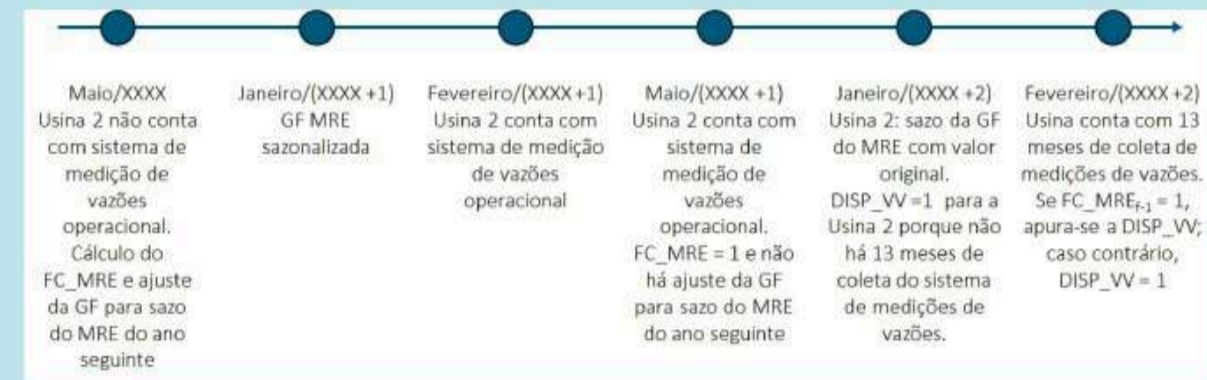
FC\_MRE<sub>p,f-1</sub> é o Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

**Importante**

O cálculo da Disponibilidade Associada à Vazão Vertida de uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE está condicionado a instalação do sistema de medição de vazão de vertimento, da quantidade de meses de coleta de dados de vazão vertida registrado na CCEE e do valor do FC\_MRE do ano anterior. As ilustrações seguintes apresentam exemplos desse cálculo.

**Exemplo 1:****Exemplo 2:**

**83.1** Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, a Disponibilidade de Referência Ajustada é determinada pela seguinte expressão:

$$DISP\_REF\_AJU_{p,m} = 1 - IND\_REF\_AJU_{p,m}$$

Onde:

DISP\_REF\_AJU<sub>p,m</sub> é a Disponibilidade de Referência Ajustada da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

IND\_REF\_AJU<sub>p,m</sub> é a Indisponibilidade de Referência Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

**83.2** Para uma usina hidrelétrica não despachada centralizadamente, a Indisponibilidade de Referência Ajustada é determinada pela seguinte expressão:

$$IND\_REF\_AJU_{p,m} = \left( 1 - (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m}) \right) * (1 + TOL\_ID_{usi,m})$$

$\forall p \in usi$   
 $\forall p \in PMRE$

Onde:

IND\_REF\_AJU<sub>p,m</sub> é a Indisponibilidade de Referência Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

REF\_TEIF<sub>p,m</sub> é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

REF\_TEIP<sub>p,m</sub> é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

TOL\_ID<sub>usi,m</sub> é a Tolerância Sobre a Indisponibilidade da usina "usi", no mês de apuração "m"

"usi" é a usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

**Importante:**

Os acrônimos REF\_TEIF e REF\_TEIP apresentam a dimensão "p" e assumirão os valores informados para as usinas. Ou seja, todas as parcelas de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente participantes do MRE terão os mesmos valores de indisponibilidade de referência forçada e programada informados pelos agentes, assim como já ocorre com as parcelas de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente participantes do MRE. Já o acrônimo TOLD\_ID possui a dimensão "usi" pois seu valor está condicionado ao período de coleta de dados da usina.

A Tolerância Sobre a Indisponibilidade de uma usina depende do número de meses com coleta registrados na CCEE, conforme apresentado na tabela seguinte:

| Número de meses com coleta registrada na CCEE do SMI | Tolerância |
|--|------------|
| 13 ≤ n < 36  | 90%        |
| 36 ≤ n < 48  | 60%        |
| 48 ≤ n < 60  | 30%        |
| n ≥ 60   | 5%         |

**3.5.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE**

| Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GH_REQ_UHND |                   |   |
|---|-------------------|---|
| ADDC_GH <sub>usi,t</sub>  | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GH_REQ_UHND da usina despachada "usi", no ano de Apuração "f" |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |
| Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GF_REQ_UHND |                   |   |
| ADDC_GF <sub>usi,t</sub>  | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GF_REQ_UHND da usina "usi", no ano de Apuração "f"            |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |

|                                  |  |   |
|----------------------------------|--|---|
| ADDC_GHV_MRE <sub>usi,f</sub>    | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV_MRE</b>      |   |
|                                  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV_MRE da usina "usi", no ano de apuração "f"   |
|                                  | Unidade  | MWh   |
|                                  | Fornecedor   | CCEE  |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| ADDC_REQ_POND_MRE <sub>p,f</sub> | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REQ_POND_MRE</b> |   |
|                                  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REQ_POND_MRE da parcela de usina "p", no ano de Apuração "f"   |
|                                  | Unidade  | MWh   |
|                                  | Fornecedor   | CCEE  |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| ADDC_IVV <sub>p,mf</sub>         | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REQ_POND_MRE</b> |   |
|                                  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do IVV da parcela de usina "p", no mês de referência "m"  |
|                                  | Unidade  | n.a.  |
|                                  | Fornecedor   | CCEE  |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou zero   |
| CON_I_GF <sub>usi</sub>          | <b>Consumo Interno Vinculado ao Cálculo da Garantia Física da usina "usi"</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Consumo Interno Vinculado ao Cálculo da Garantia Física da usina "usi"  |
|                                  | Unidade  | MW médio  |
|                                  | Fornecedor   | Agentes   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| E_PERDAS_SMI <sub>usi,j</sub>    | <b>Energia de Perda Apurada pelo SMI</b>   |   |
|                                  | Descrição  | Consumo Interno Vinculado ao Cálculo da Garantia Física da usina "usi"  |
|                                  | Unidade  | MW médio  |
|                                  | Fornecedor   | Agentes   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| F_PRC_GF <sub>p,j</sub>          | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>   |   |
|                                  | Descrição  | Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|                                  | Unidade  | n.a.  |
|                                  | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| F_PDI_GF <sub>p,f</sub>          | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>   |   |
|                                  | Descrição  | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "p"   |
|                                  | Unidade  | n.a.  |
|                                  | Fornecedor   | Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| GF <sub>p</sub>                  | <b>Garantia Física</b>   |   |
|                                  | Descrição  | Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.   |
|                                  | Unidade  | MW médio  |
|                                  | Fornecedor   | MME/EPE   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| M0_G <sub>i,j</sub>              | <b>Medição Integralizada do canal G do ponto de medição</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição "i", no período de comercialização "j" não ajustadas   |
|                                  | Unidade  | MWh   |
|                                  | Fornecedor   | Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| M0_C <sub>i,j</sub>              | <b>Medição Integralizada do canal C do ponto de medição</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição "i", no período de comercialização "j" não ajustadas   |
|                                  | Unidade  | MWh   |
|                                  | Fornecedor   | Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| MED_G <sub>p,j</sub>             | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Informação medida de geração não ajustada, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"  |
|                                  | Unidade  | MWh   |
|                                  | Fornecedor   | Medição Contábil (Ajuste na Agregação de Dados dos pontos de medição)   |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| M_HORAS <sub>m</sub>             | <b>Quantidade de horas no mês de apuração</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Quantidade de horas no mês de apuração "m"  |
|                                  | Unidade  | n.a.  |
|                                  | Fornecedor   | CCEE  |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| PPIM <sub>p,f</sub>              | <b>Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física</b>  |   |
|                                  | Descrição  | Relação entre a expectativa média anual de perdas e a capacidade total instalada das usinas. A expectativa média de perdas refere-se ao consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina e as perdas de rede exclusiva quando a usina estiver gerando, com base em um horizonte de 60 meses |
|                                  | Unidade  | n.a.  |
|                                  | Fornecedor   | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|                                  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>REQ_MRE<sub>usi,f</sub></b>   | <b>Requisito do MRE</b>                                     |  |
|  | Descrição   | Percentual definido pela ANEEL de requisito mínimo de performance da usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE em função do número de meses em operação comercial da usina.      |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>  | <b>Taxa de Referência de Interrupções Forçadas</b>          |  |
|  | Descrição   | Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA     |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | EPE/Agentes  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>REF_TEIP<sub>p,m</sub></b>  | <b>Taxa de Referência de Interrupções Programada</b>        |  |
|  | Descrição   | Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA  |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | EPE/Agentes  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>REQ_MRE<sub>usi,m</sub></b>   | <b>Requisito do MRE</b>                                     |  |
|  | Descrição   | Percentual definido pela ANEEL de requisito mínimo de performance da usina hidrelétrica não despachada centralizadamente e participante do MRE em função do número de meses em operação comercial da usina.      |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>REQ_VINC_GF<sub>usi,nk</sub></b>  | <b>Requisito Vinculado ao Incremento de Garantia Física</b> |  |
|  | Descrição   | Percentual definido pela ANEEL de requisito mínimo de performance vinculado ao incremento de garantia física da usina relacionado à intervenção que não dá origem a um novo ato de início de operação comercial. |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>   | <b>Duração de um período de comercialização em horas</b>    |  |
|  | Descrição   | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade   | Hora   |
|  | Fornecedor  | CCEE   |
|  | Valores Possíveis   | 0,5 ou 1   |
| <b>TOL_ID<sub>usi,m</sub></b>  | <b>Tolerância Sobre a Indisponibilidade</b>                 |  |
|  | Descrição   | Fator de tolerância definido pela ANEEL sobre a indisponibilidade total declarada para cálculo de garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas e participantes do MRE.                                |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Fornecedor  | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>3.5.3. Dados de Saída do Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE</b> |   |  |
| <b>DISP_VV<sub>p,m</sub></b>   | <b>Disponibilidade Associada à Vazão Vertida</b>            |  |
|  | Descrição   | Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"  |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>FC_MRE<sub>p,f</sub></b>  | <b>Fator de Contribuição ao MRE</b>                         |  |
|  | Descrição   | Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|  | Unidade   | n.a.   |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |
| <b>GF_MRE<sub>p,f</sub></b>  | <b>Garantia Física de Sazonalização do MRE</b>              |  |
|  | Descrição   | Garantia Física que será utilizada no processo de sazonalização da garantia física para fins do MRE da parcela da usina "p", no ano de apuração "f"  |
|  | Unidade   | MWh  |
|  | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero  |

### 3.6. Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada

#### Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, estabelecidos na legislação, pelas usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial.

#### Contexto:

O Artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 estabelece os mecanismos para o desenvolvimento e a viabilização das fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas hidráulicas, através da criação de reserva de mercado para venda de energia e de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente de tais fontes.

Os mecanismos para desenvolvimento e a viabilização dessas fontes são válidos, desde que as usinas não ultrapassem determinado porte. Esse limite de tamanho é determinado pela potência injetada das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição.

A reserva de mercado é destinada aos empreendimentos tratados no art. 26 da Lei nº 9.427, 1996, e se caracteriza pela obrigação dos consumidores que atendam aos limites dispostos nessa Lei e atuam no Ambiente de Contratação Livre comprarem energia exclusivamente dessas usinas. Esses consumidores são denominados "Consumidores Especiais". Consequentemente, o tipo de energia que essas usinas vendem para lastrear esses consumidores é denominado "Energia Especial". Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o lastro disponível para venda dessas usinas deixará de ser "Especial" e passará a ser "Não Especial". Nesse caso, se existir venda para Consumidor Especial, as usinas estão sujeitas à Penalidade por Insuficiência de Lastro, sendo necessária a recomposição do lastro de Energia Especial.

O desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição é atribuído às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir dessa data, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e atribuída às usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, e ainda atribuída às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW. As usinas que se enquadram nessas situações são denominadas "Incentivadas" e possuem desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente dessas usinas, denominada "Energia Incentivada". Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o desconto que incide na tarifa de uso das próprias usinas será zerado e a usina também deixa de repassar o desconto para seus compradores. Nesse caso, a usina deixa de possuir o direito de venda de "Energia Incentivada" e passa a ter "Energia Convencional".

Logo, dependendo da fonte, da potência injetada, da data de autorização ou da data de realização do leilão que viabilizou as usinas, essas podem ser enquadradas nos seguintes tipos de energia: Incentivada Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Convencional Não Especial. As diferenças entre os tipos de energia, bem como as possibilidades de enquadramento de cada usina, estão resumidas nas tabelas a seguir:

| Tipo de Energia           | Possui desconto na TUSD/TUST incidente na própria usina e na energia comercializada | Serve de lastro para Consumidor Especial | Serve de lastro para Consumidor Livre |
|---------------------------|---|--|---------------------------------------|
| Incentivada Especial      | X   | X  | X                                     |
| Incentivada Não Especial  | X   |  | X                                     |
| Convencional Especial     |   | X  | X                                     |
| Convencional Não Especial |   |  | X                                     |

Figura 24 - Diferenças entre os tipos de energia

| Fonte                    | Potência Injetada  | Data de autorização ou data do leilão que viabilizou a usina                        | Incentivada Especial | Incentivada Especial Parcial* | Incentivada Parcial Não Especial | Incentivada Não Especial | Convencional Especial | Convencional Não Especial |
|--------------------------|--------------------|---|----------------------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------|
| Solar, Eólica e Biomassa | Até 30MW           | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  | X                    |                               |                                  |                          |                       |                           |
| Solar e Eólica           | De 30MW a 50MW     | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  |                          | X                     |                           |
| Biomassa                 | De 30MW a 50MW     | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  |                      | X                             |                                  |                          |                       |                           |
| Solar, Eólica e Biomassa | Acima de 50MW      | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |
| Solar, Eólica e Biomassa | Entre 30MW a 50MW  | Anterior a 1º de Janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data |                      | X                             |                                  |                          |                       |                           |
| Solar, Eólica e Biomassa | Entre 50MW a 300MW | Anterior a 1º de Janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data |                      |                               | X                                |                          |                       |                           |
| Solar, Eólica e Biomassa | Até 50MW           | Após 1º de Janeiro de 2016  | X                    |                               |                                  |                          |                       |                           |
| Solar, Eólica e Biomassa | De 50MW a 300MW    | Após 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  | X                        |                       |                           |
| Solar, Eólica e Biomassa | Acima de 300MW     | Após 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |
| Hidráulica               | Até 30MW           | -   | X                    |                               |                                  |                          |                       |                           |
| Hidráulica               | De 30MW a 50MW     | -   |                      | X                             |                                  |                          |                       |                           |
| Hidráulica               | Acima de 50MW      | -   |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |
| Cogeração Qualificada    | Até 30MW           | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  | X                        |                       |                           |
| Cogeração Qualificada    | Acima de 30MW      | Anterior a 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |
| Cogeração Qualificada    | Até 300MW          | Após 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  | X                        |                       |                           |
| Cogeração Qualificada    | Acima de 300MW     | Após 1º de Janeiro de 2016  |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |
| Demais Fontes            | -                  | -   |                      |                               |                                  |                          |                       | X                         |

\* Desconto aplicável na parcela de 30MW (Lei nº 13.299)

Figura 25 - Enquadramento nos tipos de energia das usinas conforme a fonte, a data e a potência injetada

Portanto, nesta etapa da Regra de Comercialização, será tratada a verificação da potência injetada das usinas nos sistemas de transmissão e distribuição, para fins de comprovação do direito à venda de energia especial e/ou incentivada, enquadrando-as nos tipos de energia descritos acima.

A classificação "integral" e "parcial" do tipo de energia "Incentivada Especial" deve-se a limitação imposta pela Lei nº 13.299/2016. Maiores detalhes sobre essa classificação será explicitada no módulo do "Cálculo do Desconto Aplicado a TUSD/TUST".

Assim, pode-se citar como exemplo, uma usina de fonte eólica autorizada como uma fonte "Incentivada Especial" antes de 1º de Janeiro de 2016. Caso a usina ultrapasse o limite de 30 MW de potência injetada em um determinado mês, mas não ultrapasse 50 MW, há a perda do incentivo (desconto na TUSD/TUST), tornando-se uma fonte de energia "Convencional Especial" neste mês. Em caso de haver reincidência de 30 MW nos próximos 12 meses, além da perda do incentivo do próprio mês em que ocorreu a reincidência, a usina se tornará "Convencional Especial" por 12 meses a partir do mês subsequente ao mês em que ocorreu a reincidência, a título de penalidade. Tal penalização corresponde ao efeito do cancelamento da modelagem, prevista em regulamentação específica. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:



Figura 26 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 30 MW

Continuando o exemplo anterior, caso a usina ultrapasse o limite de 50 MW de potência injetada em um determinado mês, há a perda da reserva de mercado, tornando-se uma fonte de energia "Convencional Não Especial". No entanto, esse novo tipo de energia será atribuído à usina apenas no momento do cumprimento do efeito da nova modelagem por 12 meses em caso de haver reincidência. Essa tratativa deve-se ao fato da Penalidade por Insuficiência de Lastro ser custosa e, caso a mudança do tipo de energia ocorresse no próprio mês de ultrapassagem, o agente não iria possuir tempo para tomar ações para recompor o lastro especial faltante ou cancelar eventuais vendas para o Consumidor Especial. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:



Figura 27 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 50 MW

Embora não explicitadas, as demais fontes seguem o mesmo raciocínio do exemplo citado, porém com os limites de potência aplicáveis para cada caso, conforme relatado na tabela anterior. Como a ultrapassagem dos limites da potência injetada alteram o tipo de energia da usina, aplicando o efeito de uma nova modelagem, mas sem de fato desmodelar a usina, é necessário que a modelagem original da usina seja no perfil de agente que possua o tipo de energia que corresponda a faixa de potência injetada que a usina atuará. Logo, para definir o tipo de energia da usina e sua respectiva modelagem, a contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST) definirá qual a faixa de potência injetada que a usina se enquadra para

fins de modelagem. Ressalta-se que o tipo de energia da venda do agente é caracterizado pelo tipo de energia do perfil de agente vendedor. Portanto, se o tipo de energia da usina é modificado pela ultrapassagem dos limites da potência injetada, a venda desta energia deverá ser realizada pelo perfil do agente que corresponda a esse novo tipo de energia.

Para exemplificar a situação descrita, suponha uma usina de fonte biomassa autorizada após 1º de janeiro de 2016, com direito ao desconto de 50% a ser aplicado na tarifa de uso, conforme autorizado pela Aneel. Em períodos de safra, essa usina atuará na faixa de 250 MW de potência injetada e, portanto, há um MUSD ou MUST contratado correspondente a tal potência. Nessa faixa, conforme mencionado, a usina possui o tipo de energia "Incentivada Não Especial". Logo, esta usina deve ser modelada no perfil de agente de "Incentivada Não Especial 50%". A figura abaixo ilustra esta situação:



Figura 28 - Exemplo de Perfil de Agente

Neste exemplo, se a usina ultrapassar o limite de potência injetada de 300 MW, o tipo de energia tornar-se-á "Convencional Não Especial". Logo, recomenda-se que a venda dessa energia seja através do perfil de agente "Convencional Não Especial", com a finalidade de evitar eventuais distorções no cálculo do percentual de desconto no perfil de agente onde a usina está modelada originalmente, conforme estabelecido no módulo das Regras de Comercialização "Desconto Aplicado à TUSD/TUST".

No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH), como há apenas um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para o conjunto de ativos, para definir a faixa de potência injetada que cada ativo hibridizado se enquadra para fins de modelagem e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser considerada a potência instalada de cada fonte. Independentemente do cadastro do tipo de energia, o valor a ser cadastrado do MUST deve ser o mesmo para cada parcela de usina da UGH (caso de medições individualizadas), referente à quantidade total contratada. No caso de Centrais Geradoras Associadas, o tipo de energia da fonte existente, que foi definido com base no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) original, deve permanecer o mesmo. No momento da modelagem da nova fonte associada, para definir a faixa de potência injetada que o novo ativo associado se enquadra e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser avaliada a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado. O valor cadastrado do MUST para o ativo existente deve permanecer o do MUST original, ao passo que MUST a ser cadastrado para o novo ativo associado deverá ser a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado, conforme previsto em regulação.

Para identificar as ultrapassagens de potência injetada para a classificação do tipo de energia de cada usina, serão calculados sinalizadores, conforme as descrições algébricas da próxima seção.

A Figura a seguir relaciona a etapa de Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada em relação ao módulo completo:

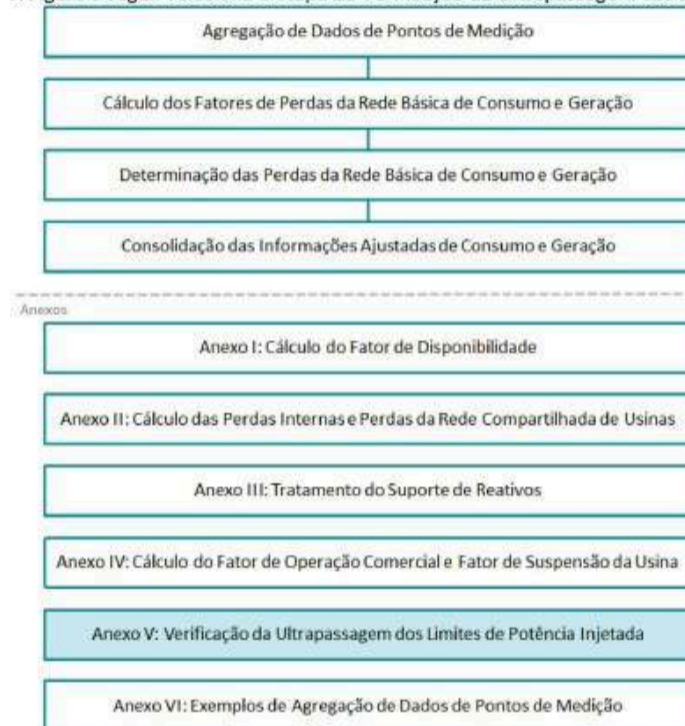


Figura 29: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 3.6.1. Definições Gerais da Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

84 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão com rede de distribuição ou transmissão.

84.1 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada, quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (30 MW, 50 MW ou 300 MW, dependendo das condições relatadas na seção anterior em que cada usina se enquadra) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, haverá a transferência do tipo de energia da usina de condição de "incentivada" para "convencional" neste mês. Adicionalmente, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o incentivo por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização.

84.2 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão da usina com rede de distribuição ou de transmissão. Quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (50 MW) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, a usina não perde o direito de venda de lastro especial neste mês. No entanto, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o direito de venda de lastro especial por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização, tornando-se do tipo "não especial".

84.3 No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) com medição individualizada e Centrais Geradoras Associadas, os limites de ultrapassagem serão auferidos para cada fonte, em função da medição individualizada verificada. Já para as UGH sem individualização da medição por ativo, será considerado como limite de ultrapassagem de potência o menor valor associado às fontes que compõe a UGH.

### 3.6.2. Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

85 O sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW, 50 MW e 300 MW é determinado para cada mês de apuração a partir da verificação de ultrapassagem em três períodos de comercialização do limite de potência estabelecido. Tais sinalizadores serão calculados conforme aplicabilidade de cada usina (conforme tabela descrita na seção anterior).

85.1 Logo, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, exceto para empreendimentos autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou empreendimentos com autorização anterior 1º de janeiro de 2016 e com ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{30_{p,m}} = ADDC_{ULPI30_{p,m}}$$

Caso contrário:

$$Se \sum_{j \in m} UPI_{30_{p,j}} > 3 \text{ e } (F_{PEN\_RU30_{p,m}} = 0) \text{ e } (F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{30_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{30_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{30_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_{ULPI30_{p,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$UPI_{30_{p,j}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F_{PEN\_RU30_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU50_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

85.2 Analogamente, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 50 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada e/ou especial de fonte hidráulica, solar, eólica e biomassa, independentemente de qualquer verificação de datas, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{50,p,m} = ADDC\_ULPI50_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{50,p,j} > 3 \text{ e } (F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0) \text{ e } (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{50,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{50,p,m} = 0$$

Onde:

ULPI<sub>50,p,m</sub> é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

ADDC\_ULPI50<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

UPI<sub>50,p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_PEN\_RU50<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F\_PEN\_RU300<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

85.3 Por fim, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 300 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que foram autorizadas a partir desta data, ou possuam ampliação proveniente de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{300,p,m} = ADDC\_ULPI300_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{300,p,j} > 3 \text{ e } (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{300,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{300,p,m} = 0$$

Onde:

ULPI<sub>300,p,m</sub> é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

ADDC\_ULPI300<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

UPI<sub>300,p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_PEN\_RU300<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

85.4 A verificação de ultrapassagem, no período de comercialização do limite de potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e de 300 MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, aferida no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição ou de transmissão, ou seja, a geração bruta da usina apenas descontada de eventuais perdas de rede compartilhada. Desta forma, o sinalizador de ultrapassagem da potência injetada no ponto de conexão será determinado da forma que segue:

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 30$ , então:

$$UPI_{30,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{30,p,j} = 0$$

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 50$ , então:

$$UPI_{50,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{50,p,j} = 0$$

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 300$ , então:

$$UPI_{300,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{300,p,j} = 0$$

Onde:

UPI<sub>30,p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

UPI<sub>50,p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

UPI<sub>300,p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

"SPD<sub>m</sub>" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

#### Importante:

Na apuração da ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e 300 MW, deverão ser desconsiderados os períodos de comercialização compreendidos nos 90 (noventa) dias posteriores a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de usina.

A verificação da violação dos limites de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição ocorre em cada período de comercialização. Uma vez observada a violação do limite imposto de 30 MW, 50 MW e 300 MW, o sinalizador de ultrapassagem receberá valor unitário.

#### 3.6.3. Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

86 Determinado o sinalizador mensal de ultrapassagem, é verificada a reincidência da ultrapassagem da potência injetada, dependendo do respectivo enquadramento do tipo de energia de cada usina, considerando o histórico de 12 meses anteriores ao mês apuração. Sendo verificada a reincidência da ultrapassagem de 30 MW, 50 MW ou 300 MW (conforme a aplicabilidade citada anteriormente), a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês subsequente em que ocorreu a reincidência, o desconto aplicado à TUSD/TUST, a título de penalidade, deixando de ser "incentivada" e tornando-se "Convencional". De maneira análoga, a reincidência da ultrapassagem de 50 MW, a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorreu a reincidência, o direito de venda de lastro especial, a título de penalidade, deixando de ser "Especial" e tornando-se "Não Especial".

86.1 O sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 30 MW é determinado apenas quando ocorre a primeira reincidência, na qual se inicia o processo de penalização de 12 meses. Se a usina já está sendo penalizada em função da alteração do tipo de energia por já ter reincidido anteriormente (conforme relatado na seção a seguir), esse sinalizador de reincidência de ultrapassagem não será calculado:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{30,p,m} = ADDC\_RUPI30_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI_{30,p,m} \right) > 1 \text{ e } (F\_PEN\_RU30_{p,m} = 0) \text{ e } (F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0), \text{ então:}$$

$$RUPI_{30,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{30,p,m} = 0$$

Onde:

RUPI<sub>30,p,m</sub> é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

ADDC\_RUPI30<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

ULPI<sub>30,p,m</sub> é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F\_PEN\_RU30<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F\_PEN\_RU50<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"12MM" é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m")

86.2 De maneira análoga, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 50 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{50,p,m} = ADDC\_RUPI50_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \left( \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI_{50,p,m} \right) > 1 \right) e (F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0) e (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{então:}$$

Então:

$$RUPI_{50,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{50,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{50,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_RUPI50_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{50,p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"12MM" é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m")

86.3 Por fim, do mesmo modo, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 300 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{300,p,m} = ADDC\_RUPI300_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \left( \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI_{300,p,m} \right) > 1 \right) e (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{então:}$$

Então:

$$RUPI_{300,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{300,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{300,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_RUPI300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{300,p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"12MM" é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m")

### 3.6.4. Sinalizador de Perda do Tipo de Energia por 12 meses

87 Conforme mencionado na seção anterior, sendo verificada a reincidência da ultrapassagem, a usina perderá, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorre a reincidência, o direito de venda do tipo de energia em que se enquadrava, a título de penalidade. Nesse período de penalização, a usina possuirá um efeito equivalente de transferência de modelagem, uma vez que o tipo de energia a ser comercializada da usina será diferente do original.

87.1 Para usinas que possuem o tipo de energia "Incentivada" que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 30 MW, 50 MW ou 300 MW, conforme o enquadramento de cada usina, em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo "Convencional". Para usinas que possuem o tipo de energia "Especial" que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 50 W em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo "Não Especial". Logo, apura-se um fator que sinaliza a penalização do tipo de energia por 12 meses:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU30_{p,m}$$

Caso contrário:

Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI_{30,p,m} = 1$ , então:

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU50_{p,m}$$

Caso contrário:

Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI_{50,p,m} = 1$ , então:

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU300_{p,m}$$

Caso contrário:

Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI_{300,p,m} = 1$ , então:

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0$$

Onde:

$F\_PEN\_RU30_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_PEN\_RU30_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_{30,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_{50,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_{300,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"12M" é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração "m"

### 3.6.5. Sinalizador Resultante das Penalizações por Ultrapassagem de Potência Injetada

88 Com o intuito de consolidar a real situação das usinas em um determinado mês, serão calculados sinalizadores resultantes que indicam as penalizações por ultrapassagem de potência injetada.

88.1 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST consolida os conceitos descritos nas seções anteriores.

88.2 Para usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que não resultaram de leilão de compra de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } (ULPI_{30_{p,m}} = 1) \text{ ou } (F_{PEN\_RU30_{p,m}} = 1 \text{ ou } F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 1) \text{ então:}$$

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_TUSD_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  
 $ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{30_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU30_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU50_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

88.3 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte hidráulica, independentemente de verificação de datas, e de fonte biomassa, que não resultaram de leilão de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } ULPI_{50_{p,m}} = 1 \text{ ou } F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 1 \text{ então:}$$

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_TUSD_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  
 $ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{50_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU50_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

88.4 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou que foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } ULPI_{300_{p,m}} = 1 \text{ ou } F_{PEN\_RU300_{p,m}} = 1 \text{ então:}$$

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_TUSD_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  
 $ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ULPI_{300_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU300_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

88.5 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e convencional especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial consolida os conceitos descritos nas seções anteriores e é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_{PEN\_LESP_{p,m}} = ADDC\_PEN\_LESP_{p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } (F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 1 \text{ ou } F_{PEN\_RU300_{p,m}} = 1) \text{ então:}$$

$$F_{PEN\_LESP_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PEN\_LESP_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_LESP_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC\_PEN\_LESP_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU50_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN\_RU300_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

### 3.6.6. Dados de Entrada da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

|                                     | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial   |   |
|-------------------------------------|--|---|
| <b>ADDC_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"   |
|                                     | Unidade  | n.a.  |
|                                     | Fornecedor   | CCEE  |
|                                     | Valores Possíveis  | 0 ou 1  |
|                                     | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST                          |   |
| <b>ADDC_PEN_TUSDT<sub>p,m</sub></b> | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"                          |
|                                     | Unidade  | n.a.  |
|                                     | Fornecedor   | CCEE  |
|                                     | Valores Possíveis  | 0 ou 1  |
|                                     | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW |   |
| <b>ADDC_PEN_RU30<sub>p,m</sub></b>  | Descrição  | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m" |
|                                     | Unidade  | n.a.  |
|                                     | Fornecedor   | CCEE  |
|                                     | Valores Possíveis  | 0 ou 1  |

|   |   |   |
|---|---|---|
| ADDC_PEN_RU300 <sub>p,m</sub>   | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW</b>     |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"     |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_PEN_RU50 <sub>p,m</sub>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW</b> |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m" |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_RUPI30 <sub>p,m</sub>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados</b>  |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_RUPI300 <sub>p,m</sub>   | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados</b>   |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_RUPI50 <sub>p,m</sub>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados</b>  |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_ULPI30 <sub>p,m</sub>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados</b>  |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_ULPI300 <sub>p,m</sub>   | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados</b>   |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| ADDC_ULPI50 <sub>p,m</sub>  | <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados</b>  |   |
|   | Descrição   | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| MED_G <sub>p,j</sub>  | <b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>   |   |
|   | Descrição   | Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p" no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade   | MWh   |
|   | Fornecedor  | Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)  |
|   | Valores Possíveis   | Positivos ou Zero   |
| SPD <sub>m</sub>  | <b>Duração de um período de comercialização em horas do mês de apuração</b>   |   |
|   | Descrição   | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade   | Hora  |
|   | Fornecedor  | CCEE  |
|   | Valores Possíveis   | 0,5 ou 1  |
| <b>3.6.7. Dados de Saída da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada</b> |   |   |
| F_PEN_LESP <sub>p,m</sub>   | <b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>  |   |
|   | Descrição   | Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |
| F_PEN_TUSD <sub>p,m</sub>   | <b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>   |   |
|   | Descrição   | Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade   | n.a.  |
|   | Valores Possíveis   | 0 ou 1  |

**3.7. Anexo VII – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição****Objetivo:**

Apresentar uma lista não exaustiva de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

**Contexto:**

Conforme apresentado no item 1.2 - Agregação de Dados de Pontos de Medição, a configuração elétrica de cada instalação exige um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas para determinar se as informações são segregadas em geração, consumo e se seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

Os exemplos das expressões e subexpressões contábeis apresentados neste módulo das regras de comercialização são modelos padronizados, podendo, a critério da CCEE, serem adequados em casos específicos, de forma a refletir contabilmente a configuração física do ativo.

A Figura 30 situa a etapa de exemplos de agregação de dados de pontos de medição em relação ao módulo completo.

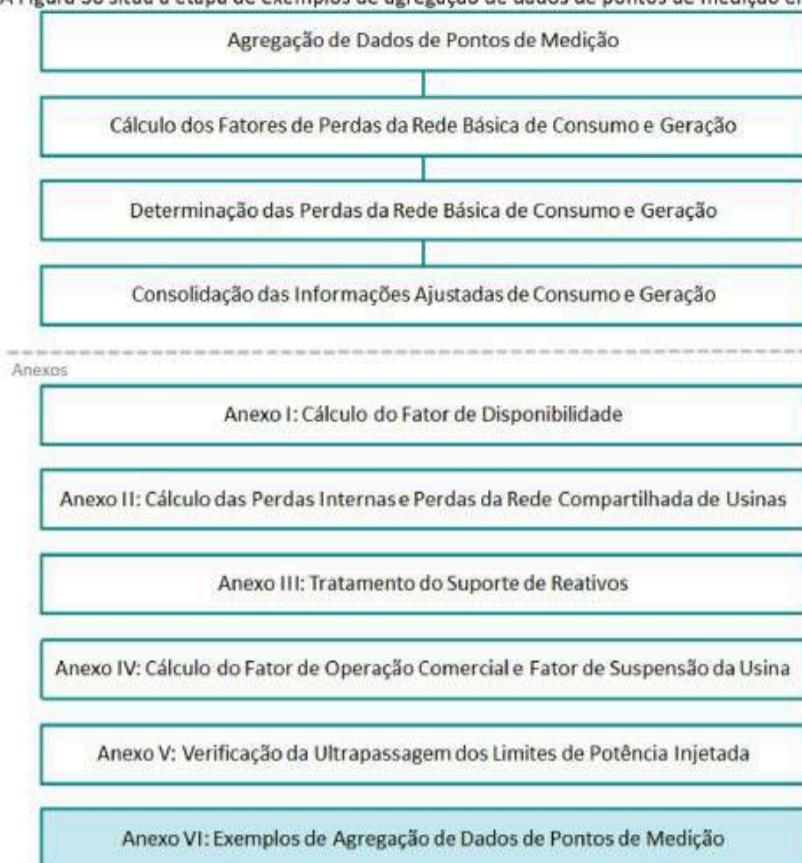


Figura 30: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 3.7.1. Exemplo para cálculo da Medição Líquida

A consolidação das informações dos pontos de medição em ativos de geração e carga pode ser realizada em função da medição líquida apurada em cada ponto de medição, conforme os ativos associados a determinado ponto de medição. Dessa forma, as informações associadas aos canais de consumo e geração dos pontos de medição ajustados no módulo "Medição Física" são traduzidas em informações de medição líquida de consumo ou geração.

A Medição Líquida de cada ponto de medição corresponde à informação ajustada do canal G do ponto de medição, descontada da informação ajustada do canal C, e pode ser estabelecida pela expressão:

$$ML_{i,j} = M_{G_{i,j}} - M_{C_{i,j}}$$

Onde:

$ML_{i,j}$  é a Medição Líquida do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$M_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$M_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

Nesse caso, a Medição Líquida positiva associada ao ponto de medição representa a Medição Líquida de Geração. Em contrapartida, a Medição Líquida negativa representa a Medição Líquida de Consumo, conforme expresso a seguir:

Se:

$$ML_{i,j} > 0$$

Então:

$$ML_{C_{i,j}} = 0$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = ML_{i,j}$$

Caso contrário:

$$ML_{C_{i,j}} = |ML_{i,j}|$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = 0$$

Onde:

$ML_{i,j}$  é a Medição Líquida do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$ML_{C_{i,j}}$  é a Medição Líquida de Consumo do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

#### Importante:

Nos casos em que a usina possua consumo da geração, o  $ML_{i,j}$  levará em consideração os canais de geração e consumo. Caso contrário, o  $ML_{i,j}$  levará em consideração apenas o canal de geração.

### 3.7.2. Exemplo para determinação do Fator de Teste de uma usina

Para determinação da quantidade de geração de teste de uma usina, devem ser verificadas quais unidades geradoras estão em teste ou com *status* suspenso.

Conforme a configuração elétrica e o tipo de despacho do empreendimento, o Fator de Teste de uma usina pode ser calculado com base na informação associada aos pontos de medição de geração bruta ou com base na proporção da capacidade em teste e suspensão em relação à capacidade em teste, comercial e suspensa da usina.

Se existem informações de medição bruta associadas às unidades geradoras de uma usina, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a medição bruta de unidades geradoras em teste e suspensas e a medição bruta total da usina, por meio da expressão:

$$F_{TESTE_{p,j}} = \frac{\sum_{i \in BTS} MO_{G_{i,j}}}{\sum_{i \in BI} MO_{G_{i,j}}}$$

Onde:

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

"BTS" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"BI" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", pertencentes à parcela de usina "p"

Caso a usina não tenha pontos de medição de geração bruta associados às unidades geradoras, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em teste e a capacidade em teste e comercial da usina, por meio da expressão:

$$F_{TESTE_{p,j}} = \frac{\sum_{i \in OT} CAP_{i,j}}{\sum_{i \in OTC} CAP_{i,j}}$$

Onde:

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"OT" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste da parcela de usina "p"

"OTC" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste e em Operação Comercial da parcela de usina "p"

O fator que representa o percentual de unidades geradoras desconsideradas da usina corresponde a medição bruta das unidades geradoras com status "nenhum" em relação a geração bruta total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$F\_UGD_{p,j} = \frac{\sum_{BN} MO_{G_{i,j}}}{\sum_{BI} MO_{G_{i,j}}}$$

Onde:

$F\_UGD_{p,j}$  é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

"BN" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos a unidades geradoras em status "nenhum" pertencentes à parcela de usina "p"

"BI" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", pertencentes à parcela de usina "p"

#### Importante:

O status "nenhum" de uma unidade geradora corresponde a situação na qual a unidade geradora não está em fase de teste, suspensa ou em operação comercial. Caso haja geração de unidades geradoras nesse status, essa geração não será contabilizada em nome do agente proprietário da usina.

Caso a unidade geradora da parcela de usina não tenha ponto de medição associado, o  $F\_UGD$  não será calculado.

### 3.7.3. Exemplo para determinação da geração de uma usina

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos. A quantidade de geração não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_G_{p,j} = \min \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} * (1 - F\_TESTE_{p,j} - F\_UGD_{p,j}); \sum_{IEBC} MO_{G_{i,j}} \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_UGD_{p,j}$  é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$CSR_{p,j}$  é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"BC" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_G_{p,j} = \min \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{IEOTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_G_{p,j} = \min \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{IEOTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED\_G_{p,j} = \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"OTC" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.4. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina

O cálculo da geração de teste de uma determinada usina também deve ser realizado a partir da verificação se a usina conta, ou não, com medição de bruta por unidade geradora.

Dessa forma, para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_GT_{p,j} = \min \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} * F\_TESTE_{p,j}; \sum_{IEBTS} MO_{G_{i,j}} \right)$$

Onde:

$MED\_GT_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"BTS" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

Para usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_GT_{p,j} = \min \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{IEOTCS} CAP_{i,j} \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_GT_{p,j} = \max \left( 0; \left( \left( \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} \right) - MED\_G_{p,j} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$MED\_GT_{p,j} = \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GT_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.5. Exemplo para determinação de unidades geradoras desconsideradas de uma usina

A geração das unidades geradoras desconsideradas de uma usina na contabilização do agente é realizada a partir da seguinte expressão:

Para usinas com alguma unidade geradora em status "nenhum":

$$MED\_GD_{p,j} = \sum_{IEPI} ML_{G_{i,j}} - MED\_G_{p,j} - MED\_GT_{p,j}$$

Onde:

MED\_GD<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração desconsiderada das Unidades Geradoras com status "nenhum" da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

ML\_G<sub>i,j</sub> é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MED\_GT<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.6. Exemplo para determinação da geração de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos. A quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * (1 - F\_TESTE_{p,j} - F\_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} MO\_G_{i,j} \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

MED\_G\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_G\_PRB<sub>i,j</sub> é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

F\_TESTE<sub>p,j</sub> é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_UGD<sub>p,j</sub> é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MO\_G<sub>i,j</sub> é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

CSR<sub>p,j</sub> é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"BC" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Onde:

MED\_G\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_G\_PRB<sub>i,j</sub> é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_TESTE<sub>p,j</sub> é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"OTC" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.7. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração de teste não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Dessa forma, para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_GT\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO\_G_{i,j} \right)$$

Onde:

MED\_GT\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_G\_PRB<sub>i,j</sub> é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

F\_TESTE<sub>p,j</sub> é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MO\_G<sub>i,j</sub> é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"BTS" é o conjunto de pontos de medição de geração bruta "i", relativos às unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_GT\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_GT\_PRB_{p,j} = \max \left( 0; \left( \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} \right) - MED\_G\_PRB_{p,j} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$MED\_GT\_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

MED\_GT\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_G\_PRB<sub>i,j</sub> é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_TESTE<sub>p,j</sub> é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

MED\_G\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"OTC" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

#### Importante:

As expressões MED\_G, MED\_GT, MED\_G\_PRB e MED\_GT\_PRB apresentadas neste módulo das regras de comercialização, para as usinas que não possuem medição de bruta, refletem o resultado dos acrônimos e não necessariamente o cadastro das expressões contábeis no sistema de contabilização.

### 3.7.8. Exemplo para determinação da Quantidade de Consumo da usina:

Para determinação da Quantidade de Consumo de uma usina, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os seus pontos de medição. Nesse caso, pode-se utilizar o somatório dos pontos de medição, associados à parcela de usina, como na expressão a seguir:

$$MED\_CG_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML\_C_{i,j}$$

Onde:

MED\_CG<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

ML\_C<sub>i,j</sub> é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

Já para a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, o consumo não ajustado é determinado conforme a seguinte expressão:

$$MED\_CG_{p,j} = \max\left(0; \left(\sum_{i \in PI} ML\_C_{i,j}\right) - CSR_{p,j}\right)$$

Onde:

$MED\_CG_{p,j}$  é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ML\_C_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$CSR_{p,j}$  é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

Para determinação da quantidade de consumo de uma usina que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED\_CG\_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_C\_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED\_CG\_PRB_{p,j}$  é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M\_C\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição "i", e no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.9. Exemplo para agregação de informações de medição de vários pontos de medição em um único ponto de consumo:

Para uma parcela de carga que tenha mais de um ponto de medição associado, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os pontos de medição. Para tanto, pode-se utilizar o somatório de pontos de medição, associados à parcela de carga, como na expressão a seguir:

$$MED\_C_{c,j} = \sum_{i \in CI} ML\_C_{i,j}$$

Onde:

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$ML\_C_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

"CI" é o conjunto de pontos de medição "i", associados à parcela de carga "c"

Para determinação da quantidade de consumo de uma parcela de carga que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED\_C\_PRB_{c,j} = \sum_{i \in CI} M\_C\_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED\_C\_PRB_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$M\_C\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

"CI" é o conjunto de pontos de medição "i", associados à parcela de carga "c"

### 3.7.10. Exemplo para determinação da Medição Bruta da Usina

A Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina, pode ser determinada pela totalização da diferença entre a informação integralizada do canal G, do ponto de medição bruta, e a informação integralizada do canal C, das unidades geradoras em operação comercial, para cada período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \sum_{i \in PMAQ} (M0\_G_{i,j} - M0\_C_{i,j})$$

Onde:

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M0\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$M0\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

Já a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, é determinada de forma análoga às demais usinas, entretanto é acrescido o consumo de suporte de reativos, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \left( \sum_{i \in PMAQ} (M0\_G_{i,j} - M0\_C_{i,j}) \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M0\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$M0\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$CSR_{p,j}$  é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

"PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"

### 3.7.11. Exemplo para determinação da geração de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_G\_PMI_{p,j} = \min\left(\max\left(0; \left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right)\right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j}\right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_G\_PMI_{p,j} = \min\left(\left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j}\right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED\_G\_PMI_{p,j} = \max\left(0; \left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right)\right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED\_G\_PMI_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M0\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$M0\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"OTC" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

### 3.7.12. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração de teste não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status "nenhum", independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED\_GT\_PMI_{p,j} = \min\left(\max\left(0; \left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right)\right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j}\right) * F\_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status "suspensa":

$$MED\_GT\_PMI_{p,j} = \max\left(0; \left(\left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right) - MED\_G\_PMI_{p,j}\right)\right)$$

Caso contrário:

$$MED\_GT\_PMI_{p,j} = \max\left(0; \left(\sum_{i \in PI} M0\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0\_C_{i,j}\right)\right) * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GT\_PMI_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$M0\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$M0\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor "i", no período de comercialização "j", por Nível Hierárquico "n" dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i", das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MED\_G\_PMI_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PI" é o conjunto de pontos de medição de faturamento "i", pertencentes à parcela de usina "p"

"OTCS" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina "p"

"OTC" é o conjunto de pontos de medição "i", relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina "p"

**Garantia Física****1. Introdução**

A garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à quantidade máxima de energia que esse sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos. Nesse módulo é apresentada a forma de determinação dos valores de garantia física que serão considerados no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), na distribuição das cotas de Itaipu e na aferição das penalidades por insuficiência de lastro na comercialização.

O módulo de regras "Garantia Física" é, então, dividido em dois submódulos, conforme Figura 1:

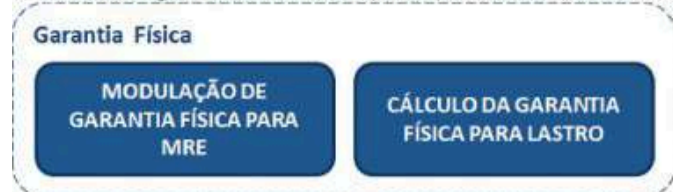


Figura 1: Os dois submódulos de Garantia Física: Modulação de Garantia Física para o MRE e Apuração da Garantia Física para Lastro

O primeiro submódulo (Modulação de Garantia Física para o MRE) tem por objetivo tratar das informações de garantia física das usinas integrantes do MRE. Essa preparação envolve a aplicação dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica de Geração, conforme o caso, bem como do Mecanismo de Redução de Garantias Físicas (MRGF) que se utiliza dos índices de indisponibilidades apurados para cada usina para ajuste de suas respectivas garantias físicas, calculados no módulo "Medição Contábil".

Outro objetivo deste submódulo é a distribuição por período de comercialização da garantia física da usina de Itaipu, visando distribuir os contratos de Itaipu entre os agentes cotistas. A Figura 2 a seguir representa os objetivos desse submódulo de forma resumida:

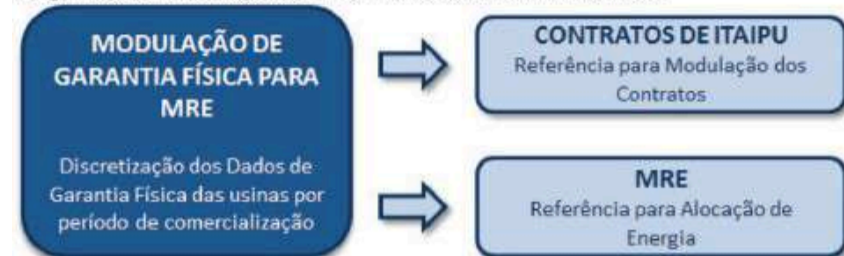


Figura 2: Processo de Modulação da Garantia Física para o MRE: Relação com os contratos de Itaipu e o MRE

O submódulo referente à Apuração da Garantia Física para Lastro estabelece os processos de ajuste das garantias físicas das usinas, visando os cálculos das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes. Conceitos Básicos

**1.1.1. O Esquema Geral**

O módulo "Garantia Física", esquematizado na Figura 3, apresenta o ajuste da garantia física sazonalizada, sua modulação e o cálculo para composição de lastro, considerando os diversos tipos de usinas existentes e as finalidades de uso quanto ao valor obtido:

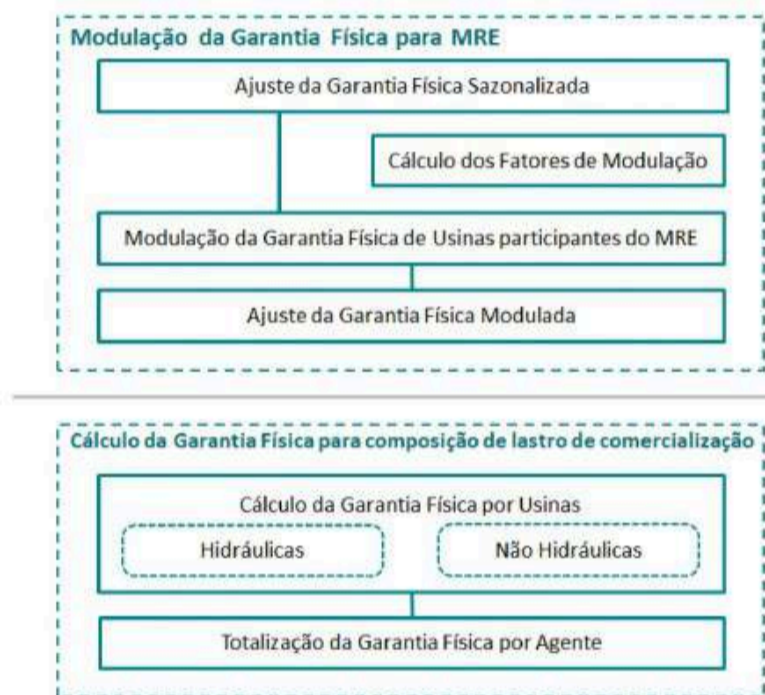
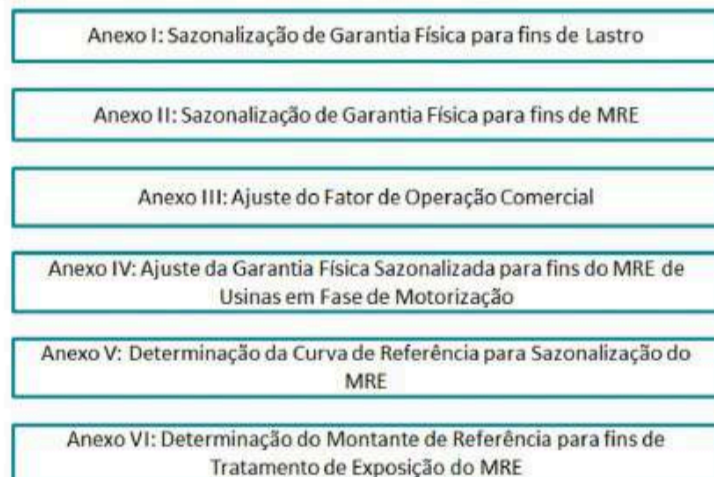
**Anexos**

Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras "Garantia Física"

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo desse documento:

**Modulação da Garantia Física para o MRE**

- **Ajuste da Garantia Física Sazonalizada:** essa etapa prepara os dados de garantia física em base mensal para a contabilização, em função das perdas internas associadas à operação de cada usina.
- **Cálculo dos Fatores de Modulação:** essa etapa calcula os fatores auxiliares que são utilizados para modulação tanto da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE como dos contratos de Itaipu e do PROINFA.
- **Modulação da Garantia Física de Usinas participantes do MRE:** define os valores modulados da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE, incluindo a usina de Itaipu.
- **Ajuste da Garantia Física Modulada:** essa etapa ajusta os valores de garantia física tanto em função do rateio de perdas da Rede Básica (para usinas participantes desse rateio), quanto com relação aos índices de degradação de disponibilidade (MRGF) refletidos na garantia física das usinas participantes do MRE.

**Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro**

- **Cálculo da Garantia Física por usina:** essa etapa calcula a garantia física que compõe o lastro para comercialização de energia elétrica a partir de usinas hidráulicas (participantes ou não do MRE) e não hidráulicas.
- **Totalização da Garantia Física por Agente:** essa etapa consolida o total de garantia física de cada agente com base nas usinas que essa empresa representa diante da CCEE.

**Anexos**

- **Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro:** essa etapa determina a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins de Lastro.
- **Sazonalização de Garantia Física para fins de MRE:** essa etapa determina a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins do MRE, das usinas que participam desse mecanismo.
- **Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização:** essa etapa ajusta os montantes de garantia física do MRE, conforme as unidades geradoras de usinas em fase de motorização entram em operação comercial.
- **Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE:** essa etapa determina a curva de referência de geração, a curva de referência de garantia física e os limites de sazonalização da Garantia Física para usina participante do MRE.
- **Determinação do Montante de Referência para fins de Tratamento de Exposição do MRE:** essa etapa determina os montantes que definem o limite de direito ao alívio de exposição para as usinas que optaram pela sazonalização seguindo a média da sazonalização da Garantia Física do MRE.

**1.1.2. Detalhamento da Garantia Física**

A Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04, estabelece que "Garantia Física" é a quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

Segundo esse decreto, a definição da forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, sendo a execução do cálculo realizada pela EPE, e o seu valor estabelecido no contrato de concessão ou ato de autorização.

Por sua vez, as portarias MME nº 303, de 18/03/2004 e nº 101, de 22/03/2016, estabelecem a metodologia e as diretrizes para se determinar a garantia física das usinas do SIN, que corresponde à máxima quantidade de energia que esse sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento.

Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, dividida em dois grandes blocos - oferta hidráulica e oferta não hidráulica - com o objetivo de obter a garantia física que lastreia a comercialização de energia elétrica.

Além das diferenças quanto ao tipo de empreendimento (hidráulicos e não hidráulicos), a definição das garantias físicas que compõem o lastro para comercialização considera a participação ou não da usina no MRE, a modalidade de despacho da usina e, principalmente, se o empreendimento possui ou não garantia física estabelecida pelo MME.

A Tabela 1 abaixo busca resumir as diferentes formas de cálculo de garantia física de acordo com as características da usina:

Usinas hidráulicas não participantes do MRE

|   | Garantia Física   |  |
|---|---|--|
|   | Definida pelo MME   | Não Definida pelo MME  |
| <b>Todas as modalidades de despacho</b> | Corresponde à <b>garantia física sazonalizada</b> pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade. | Equivale à <b>Geração Medida</b> da usina no período de comercialização. |

Usinas hidráulicas participantes do MRE

|   | Garantia Física definida pelo MME*  |
|---|---|
| <b>Todas as modalidades de despacho</b> | Corresponde à <b>Garantia Física Modulada</b> (já considerado o fator que representa a média das perdas internas) ajustada apenas pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica (não considera o efeito do Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF)). |

\*todas as usinas participantes do MRE obrigatoriamente possuem garantia física definida pelo MME

Usinas não hidráulicas

|                               | Garantia Física                 |   |
|-------------------------------|---------------------------------|---|
|                               | Definida pelo MME               | Não Definida pelo MME   |
| <b>Modalidade de Despacho</b> | Tipo I com CVU ou IIA           | Corresponde à <b>garantia física sazonalizada</b> pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade. |
|                               | Tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III | Corresponde à <b>capacidade</b> das unidades geradoras em operação comercial, ajustadas (i) pelo Fator de Capacidade Máxima, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica, (iii) por eventuais perdas internas, e (iv) pelo Índice de Disponibilidade Verificado.     |
|                               |                                 | Equivale à <b>Geração Medida</b> da usina no período de comercialização.  |

Tabela 1: Resumo da forma de cálculo das Garantias Físicas que compõem o Lastro para Comercialização

**1.1.3. Penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia**

Conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/04, na comercialização de energia elétrica os agentes de distribuição, os consumidores livres e os especiais devem garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência por meio de geração própria e/ou contratos de compra de energia registrados na CCEE.

Por sua vez, os agentes vendedores estão sujeitos ao pagamento de penalidade caso não apresentem lastro para venda de energia e potência elétricas para garantir 100% de seus contratos.

O lastro para venda de energia elétrica do agente vendedor pode ser composto pela garantia física das usinas modeladas sob esse agente, calculada conforme apresentado no presente documento, e/ou por contratos de compra de energia ou de potência, conforme o caso.

**Importante:**

O cálculo da insuficiência de lastro para venda de energia ocorre conforme definido no módulo "Penalidades de Energia".

O presente módulo determina apenas os valores das garantias físicas que são utilizados no cálculo da comprovação do lastro.

**1.1.4. Sazonalização e Modulação de Garantia Física**

A modulação é o processo pelo qual a garantia física sazonalizada de uma usina é distribuída por período de comercialização.

Os valores atribuídos à garantia física de cada usina são valores anuais médios (MW médios) convertidos em valores mensais, expressos em termos de energia (MWh), por meio do processo de sazonalização. Ressalta-se que há dois processos de sazonalização de garantia física: um para fins de aplicação do MRE e um para definição do lastro da usina. No processo de sazonalização da garantia física para fins do MRE, os agentes proprietários das usinas definem os montantes mensais que serão utilizados para processamento desse mecanismo, com a ressalva de que algumas usinas – Itaipu, usinas que tiveram renovação de concessão, usinas submotorizadas, usinas que iniciam ou terminam o período de concessão no ano de referência, e usinas que não queiram declarar os valores de sazonalização – têm os montantes sazonalizados determinados a partir dos valores informados pelos demais agentes, ou seja, a sazonalização dessas usinas seguirá o perfil de sazonalização das usinas que declararam os montantes. Já o processo de sazonalização para fins de lastro define os montantes mensais que serão utilizados na aferição de penalidades dos agentes.

Os valores sazonalizados são ajustados em função da média das perdas internas associadas à operação das usinas e, posteriormente, são convertidos em valores por período de comercialização no processo denominado de modulação da garantia física, conforme ilustrado na Figura 4:

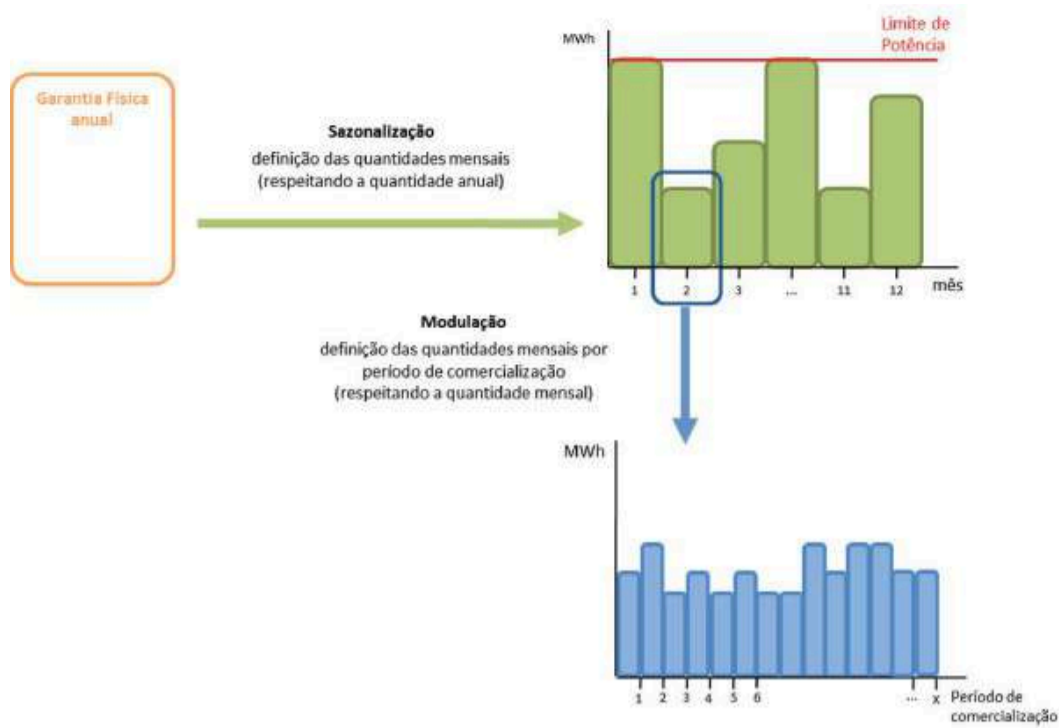


Figura 4: Representação gráfica do processo de sazonalização e modulação da garantia física de uma usina

A modulação da garantia física para fins de aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia é realizada com base no perfil de geração desse mecanismo, para todas as usinas participantes do MRE. Já a modulação para fins de lastro equivale ao valor de garantia física proporcional às unidades geradoras em operação comercial (*flat*).

## 2. Detalhamento das Etapas da Modulação de Garantia Física para o MRE

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Garantia Física", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Ajuste da Garantia Física Sazonalizada

#### Objetivo:

Ajustar as garantias físicas sazonalizadas das usinas em função de suas perdas internas e de acordo com os tipos de despacho associados.

#### Contexto:

Antes dos processos de modulação da garantia física das usinas participantes do MRE os valores das garantias físicas das usinas devem ser ajustados de acordo com suas perdas internas, segundo o seu tipo de despacho. A Figura 5 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

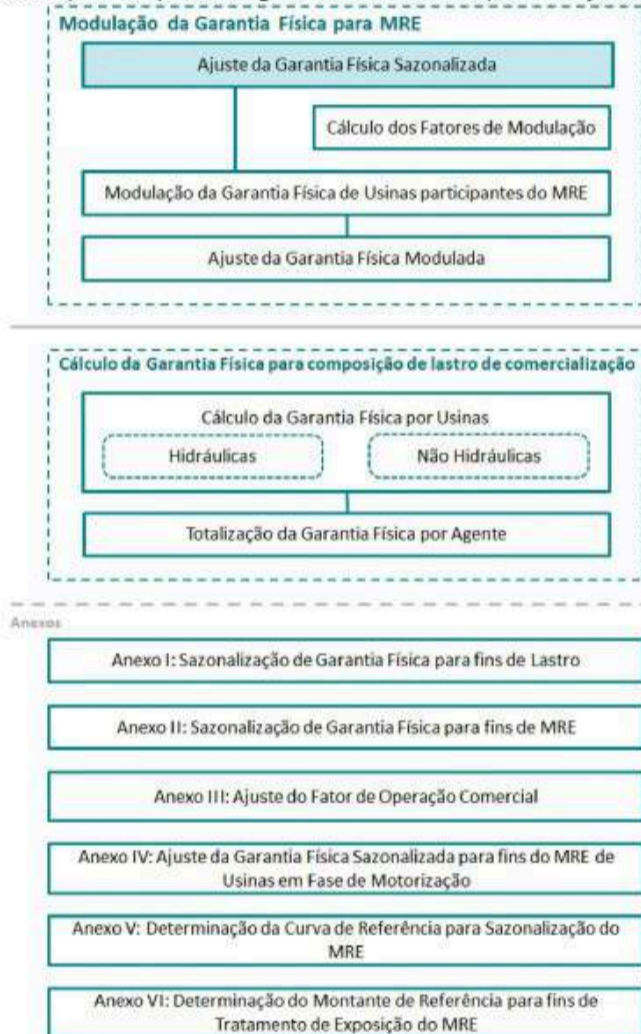


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

### 2.1.1. Detalhamento do processo de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para o MRE

O processo de determinação do ajuste da garantia física sazonalizada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### Garantia Física para fins do MRE

1. A garantia física para fins do MRE é determinada a partir da sazonalização realizada pelo agente para esse objetivo, conforme o comando a seguir:

1.1. A Garantia Física por período de comercialização é determinada pela garantia física sazonalizada, considerando um ajuste que reflete qual a parcela da usina que efetivamente se encontra em operação comercial. Dessa forma:

Se a usina estiver motorizada no primeiro período de comercialização no ano de referência, então:

$$MGFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Caso contrário, se a usina estiver em fase de motorização no ano de referência, então:

$$MGFIS_{p,j} = \left( \left( \frac{QM\_GF\_PRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_OPS\_ANT_{p,f} + \left( \frac{DIF\_GF\_MRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) + \sum_{i \in p} \left( \frac{AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m} + ADDC\_MOT_{p,i,m}}{HORAS\_VIG_{p,i,m} + ADDC\_HORAS\_MOT_{p,i,m}} \right) * SPD_m \right) * (1 - F\_SUSPENSA_{p,j})$$

Onde:

$MGFIS_{p,j}$  é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$QM\_GF_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QM\_GF\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

DIF\_GF\_MRE<sub>p,m</sub> é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_SUSPENSA<sub>p,j</sub> é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

AC\_GFIS\_SAZ<sub>p,i,m</sub> é o acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_OPS\_ANT<sub>p,f</sub> é o Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

HORAS\_VIG<sub>p,i,m</sub> é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

ADDC\_MOT<sub>p,i,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

ADDC\_HORAS\_MOT<sub>p,i,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

SPD<sub>m</sub> é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

1.2. A garantia física em operação comercial sazonalizada em um conjunto de período de comercialização até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da usina, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MGFIS_{B_{p,b,m}} = \sum_{j \in CJPB} (MGFIS_{p,j} * F_{PRC\_GF_{p,j}}) * F_{PDI\_GF_{p,j-1}}$$

Onde:

MGFIS<sub>B<sub>p,b,m</sub></sub> é a Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco de " limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

MGFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F<sub>PDI\\_GF<sub>p,f-1</sub></sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

"CJPB" é o conjunto de períodos de comercialização "j": (i) até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras; ou (ii) da revisão da garantia física; ou (iii) da entrada da parcela de usina "p" no MRE, no bloco de períodos de comercialização "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

F<sub>PRC\\_GF<sub>p,j</sub></sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

1.3. A garantia física definida em ato regulatório é determinada na barra de saída do gerador ou no Ponto de Medição Individual - PMI; por isso é preciso ajustar esse valor a fim de abater as perdas internas associadas à operação da usina. Desta forma, para as usinas que possuem garantia física definida em ato regulatório, a Garantia Física Mensal será determinada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias na garantia física sazonalizada pelo agente, conforme expressão a seguir:

$$MGFIS_{M_{p,m}} = \sum_{j \in m} (MGFIS_{p,j} * F_{PDI\_GF_{p,j-1}} * F_{PRC\_GF_{p,j}})$$

Onde:

MGFIS<sub>M<sub>p,m</sub></sub> é a Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

MGFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F<sub>PDI\\_GF<sub>p,f-1</sub></sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

F<sub>PRC\\_GF<sub>p,j</sub></sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

### 2.1.2. Dados de Entrada do Ajuste da Garantia Física Sazonalizada

| Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial                                 |                   |   |
|--|-------------------|---|
| AC_GFIS_SAZ <sub>p,i,m</sub>   | Descrição         | Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas          |                   |   |
| ADDC_HORAS_MOT <sub>p,i,m</sub>  | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"          |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada |                   |   |
| ADDC_MOT <sub>p,i,m</sub>  | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m" |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE                  |                   |   |
| DIF_GF_MRE <sub>p,m</sub>  | Descrição         | Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| Fator de Operação Comercial  |                   |   |
| F_COMERCIAL <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas  |                   |   |
| F_PDI_GF <sub>p,f</sub>  | Descrição         | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina   |                   |   |
| F_SUSPENSA <sub>p,j</sub>  | Descrição         | Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial e Suspensão)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

|  |  |   |
|--|--|---|
| <b>F OPS_ANT<sub>p,f</sub></b>   | <b>Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão</b>                       |   |
|  | Descrição  | Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|  | Unidade  | n.a.  |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| <b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>  | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b> |   |
|  | Descrição  | Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | n.a.  |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| <b>HORAS_VIG<sub>p,i,m</sub></b>                                       | <b>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora</b>     |   |
|  | Descrição  | Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | hora  |
|  | Fornecedor   | CCEE  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| <b>M_SPD<sub>m</sub></b>   | <b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>                              |   |
|  | Descrição  | Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | n.a.  |
|  | Fornecedor   | CCEE  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos   |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>   | <b>Duração de um Período de Comercialização</b>                                      |   |
|  | Descrição  | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | hora  |
|  | Fornecedor   | CCEE  |
|  | Valores Possíveis  | 0,5 ou 1  |
| <b>QM_GF<sub>p,m</sub></b>   | <b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE</b>                         |   |
|  | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| <b>QM_GF_PRE<sub>p,m</sub></b>   | <b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE Preliminar</b>              |   |
|  | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
| <b>2.1.3. Dados de Saída do Ajuste da Garantia Física Sazonalizada</b> |  |   |
| <b>MGFIS_M<sub>p,m</sub></b>   | <b>Garantia Física Mensal</b>  |   |
|  | Descrição  | Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | MWh   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
|  | <b>MGFIS_B<sub>p,b,m</sub></b>   | <b>Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização da Usina</b>  |
| Descrição  |  | Garantia Física de um bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco de períodos de comercialização "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m" |
| Unidade  |  | MWh   |
| Valores Possíveis  |  | Positivos ou Zero   |

**2.2. Cálculo dos Fatores de Modulação****Objetivo:**

Determinar os fatores de modulação das usinas participantes do MRE.

**Contexto:**

Os fatores de modulação, calculados no início dessa etapa, conforme ilustrado na Figura 6, são utilizados para transformar os valores de garantia física sazonalizados em valores modulados por período de comercialização das usinas, visando aplicação no MRE e na modulação dos contratos do PROINFA e de Itaipu:

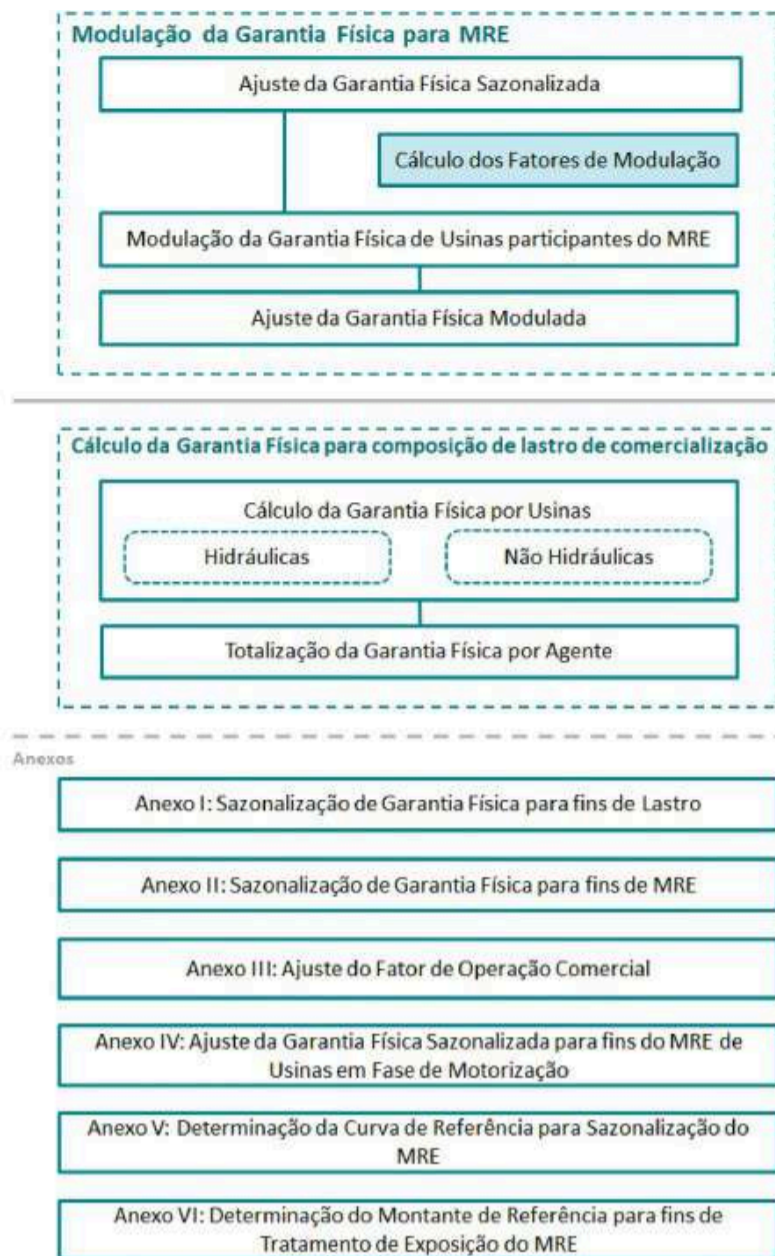


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**2.2.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Modulação**

O processo de determinação dos fatores de modulação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

2. O Fator de Modulação das Usinas Participantes do MRE corresponde à relação entre a geração total dessas usinas, no período de comercialização, e a geração total dessas mesmas usinas no mês de apuração, conforme a expressão a seguir:

$$F_{MRE_j} = \frac{GMRE_j}{T\_GMRE_m}$$

Onde:

$F_{MRE_j}$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização "j"

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"

$T\_GMRE_m$  é a Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração "m"

- 2.1. A Geração Total das Usinas Participantes do MRE equivale ao somatório da geração de todas essas usinas, no período de comercialização, conforme a expressão:

$$GMRE_j = \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}$$

Onde:

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

"PMRE" representa o conjunto de parcelas de usinas "p" que participam do MRE

- 2.2. A Geração Total Mensal das Usinas Participantes do MRE equivale à geração final, naquele mês, de todas as usinas que participam do MRE, dada pela expressão:

$$T\_GMRE_m = \sum_{j \in m} GMRE_j$$

Onde:

$T\_GMRE_m$  é a Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração "m"

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"

3. O Fator Ponderado de Modulação das Usinas Participantes do MRE corresponde à relação ponderada entre a geração total dessas usinas no período de comercialização, e a geração total dessas mesmas usinas no mês de apuração, conforme a expressão a seguir:

$$F_{MRE\_P_{p,j}} = \frac{F_{MRE_j}}{\sum_{j \in CJPB} F_{MRE_j}}$$

Onde:

$F_{MRE\_P_{p,j}}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$F_{MRE_j}$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização "j"

"CJPB" é o conjunto de períodos de comercialização "j": (i) até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras; ou (ii) da revisão da garantia física; ou (iii) da entrada da parcela de usina "p" no MRE, na vigência "v", limitada ao intervalo de contabilização, no mês de apuração "m"

**2.2.2. Dados de Entrada dos Fatores de Modulação**

|           |                   | Geração Final da Usina  |
|-----------|-------------------|---|
| $G_{p,j}$ | Descrição         | Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j" |
|           | Unidade           | MWh   |
|           | Fornecedor        | Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)               |
|           | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**2.2.3. Dados de Saída dos Fatores de Modulação**

|             |                   | Fator de Modulação do MRE  |
|-------------|-------------------|--|
| $F_{MRE_j}$ | Descrição         | Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização "j", e a geração total dessas usinas no mês de apuração "m" |
|             | Unidade           | n.a.   |
|             | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

| Fator Ponderado de Modulação do MRE                 |                   |   |
|---|-------------------|---|
| F_MRE <sub>p,j</sub>                                | Descrição         | Relação ponderada entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina "p", por período de comercialização "j", e a geração total dessas usinas no mês de apuração "m" |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Geração Total das Usinas Participantes do MRE       |                   |   |
| GMRE <sub>j</sub>                                   | Descrição         | Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE |                   |   |
| T_GMRE <sub>m</sub>                                 | Descrição         | Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

### 2.3. Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

#### Objetivo:

Determinar os valores de garantia física por período de comercialização para usinas hidráulica participantes do MRE.

#### Contexto:

O processo de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE visa definir os valores de garantia física por período de comercialização, considerando os valores determinados por mês de apuração.

A Figura 7 situa a etapa de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE em relação ao módulo completo:

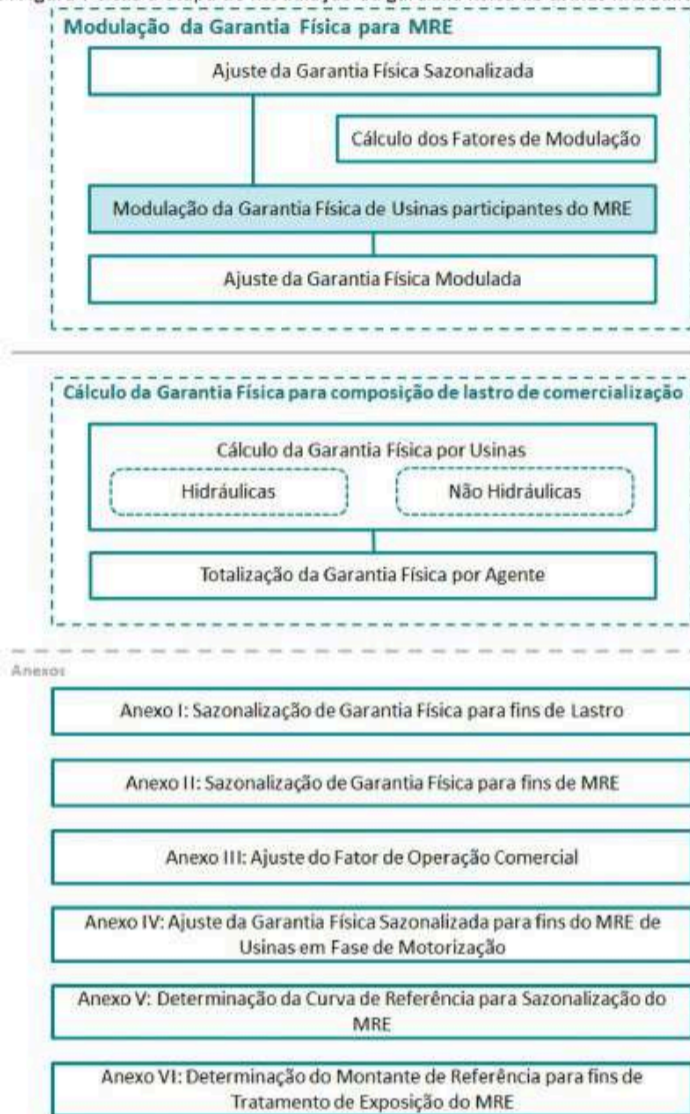


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

#### 2.3.1. Detalhamento do Processo de Modulação de Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

O processo de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

4. A Garantia Física Modulada é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física mensal, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS_{1p,j} = MGFIS_{Bp,b,m} * F_{MRE_{p,j}} \\ \forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_{1p,j}$  é a Garantia Física Modulada da parcela de usina "p", participante do MRE por período de comercialização "j"

$MGFIS_{Bp,b,m}$  é a Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco de "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

$F_{MRE_{p,j}}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o Conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### 2.3.2. Dados de Entrada da Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

| Fator Ponderado de Modulação do MRE                                 |                   |   |
|---|-------------------|---|
| F_MRE <sub>p,j</sub>  | Descrição         | Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina "p", por período de comercialização "j" e a geração total dessas usinas no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Fatores de Modulação)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização da Usina |                   |   |
| MGFIS <sub>Bp,b,m</sub>   | Descrição         | Garantia Física de um bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco de períodos de comercialização "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m" |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Ajuste da Garantia Física Sazonalizada)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**2.3.3. Dados de Saída da Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE**

| GFIS <sub>1p,j</sub> | Garantia Física Modulada |  |
|----------------------|--------------------------|--|
|                      | Descrição                | Garantia Física modulada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Pendente de ajuste em função dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica e os índices de degradação da garantia física ou MRGF |
|                      | Unidade                  | MWh  |
|                      | Valores Possíveis        | Positivos ou Zero  |

**2.4. Ajuste da Garantia Física Modulada das Usinas Participantes do MRE****Objetivo:**

Ajustar a garantia física em função dos Fatores de Rateio de Perda de Geração e Índices de Disponibilidade (MRGF) visando o MRE.

**Contexto:**

Na última etapa do processo de modulação da garantia física, o valor apurado por período de comercialização é ajustado pelo Fator de Rateio de Perdas de Geração associado a cada usina e conforme os Fatores de Disponibilidade associados a cada empreendimento, também chamado de Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF), e posteriormente consolidado por período de comercialização. A Figura 8 coloca a etapa de ajuste da garantia física em relação ao submódulo de modulação para o MRE:

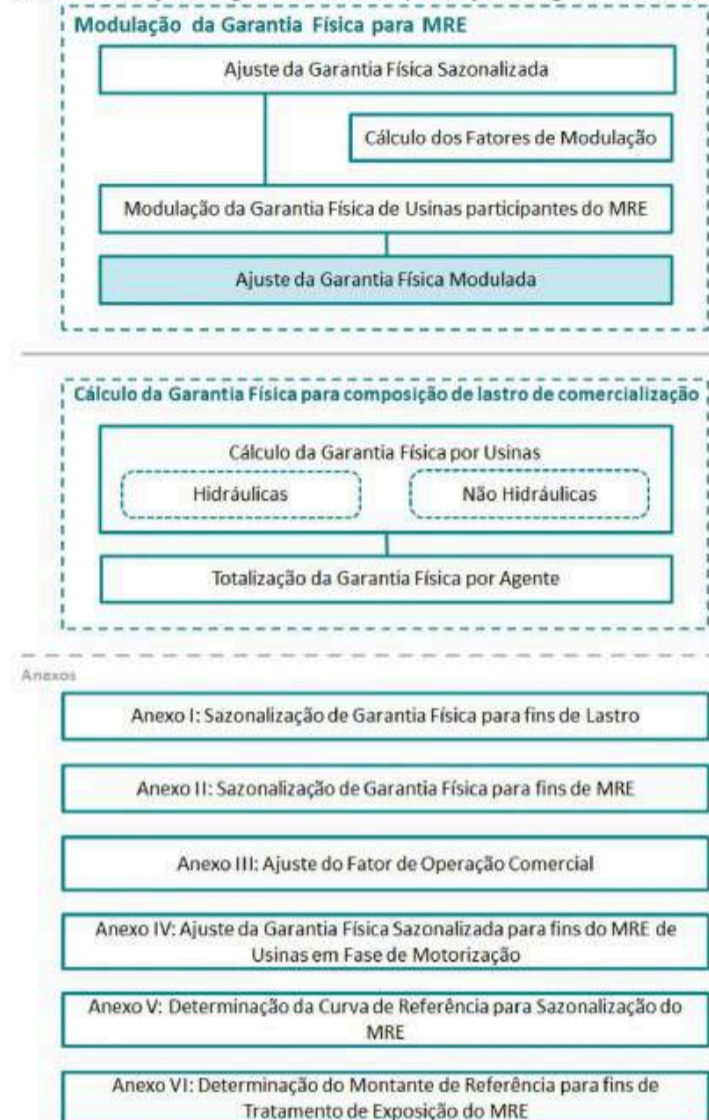


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**2.4.1. Detalhamento do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE**

O processo de ajuste da garantia física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5. Depois de modulada, a garantia física precisa ser ajustada segundo o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_{RB_{p,j}} = GFIS_{1_{p,j}} * UXP_{GLF_{p,j}}$$

Onde:

$GFIS_{RB_{p,j}}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", participante do MRE por período de comercialização "j"

$GFIS_{1_{p,j}}$  é Garantia Física Modulada da parcela de usina "p" participante do MRE por, período de comercialização "j"

$UXP_{GLF_{p,j}}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", por período de comercialização "j"

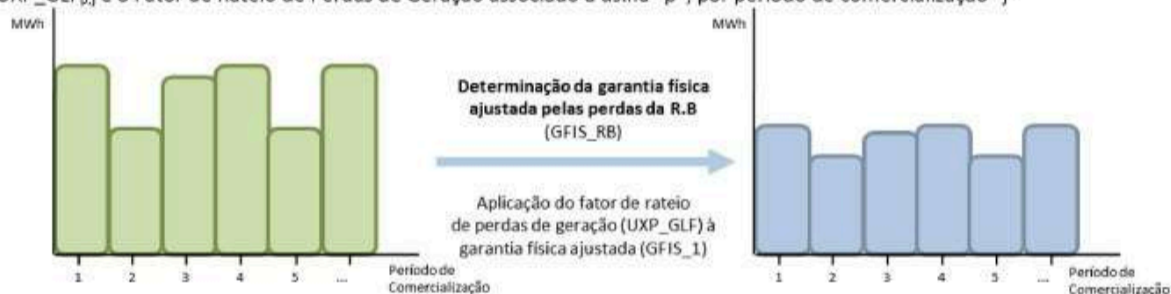


Figura 9: Representação do processo de ajuste da garantia física pelas perdas de geração

6. O Mecanismo de Redução de Garantia Física - MRGF verifica se a usina participante do MRE, com modalidade de despacho tipo I, cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Essa verificação é efetuada por meio do cálculo de um fator equivalente à razão entre os índices verificados e os índices de referência, conforme definido no ANEXO I (Cálculo do Fator de Disponibilidade) do módulo "Medição Contábil". Ou seja, um valor inferior a 1 para esse fator significa que a usina não cumpriu os requisitos de disponibilidade, e que sua garantia física será ajustada para refletir esse descumprimento.

7. O Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF) é aplicado sobre a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica conforme o Fator de Disponibilidade estabelecido para o empreendimento, visando o cálculo do MRE. Essa informação é definida por período de comercialização, dada pela expressão:

$$GFIS_{2_{p,j}} = GFIS_{RB_{p,j}} * F_{DISP_{p,m}} * DISP_{VV_{p,m}}$$

Onde:

$GFIS_{2_{p,j}}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

$GFIS_{RB_{p,j}}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina "p", participante do MRE por período de comercialização "j"

$F_{DISP_{p,m}}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DISP_{VV_{p,m}}$  é a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

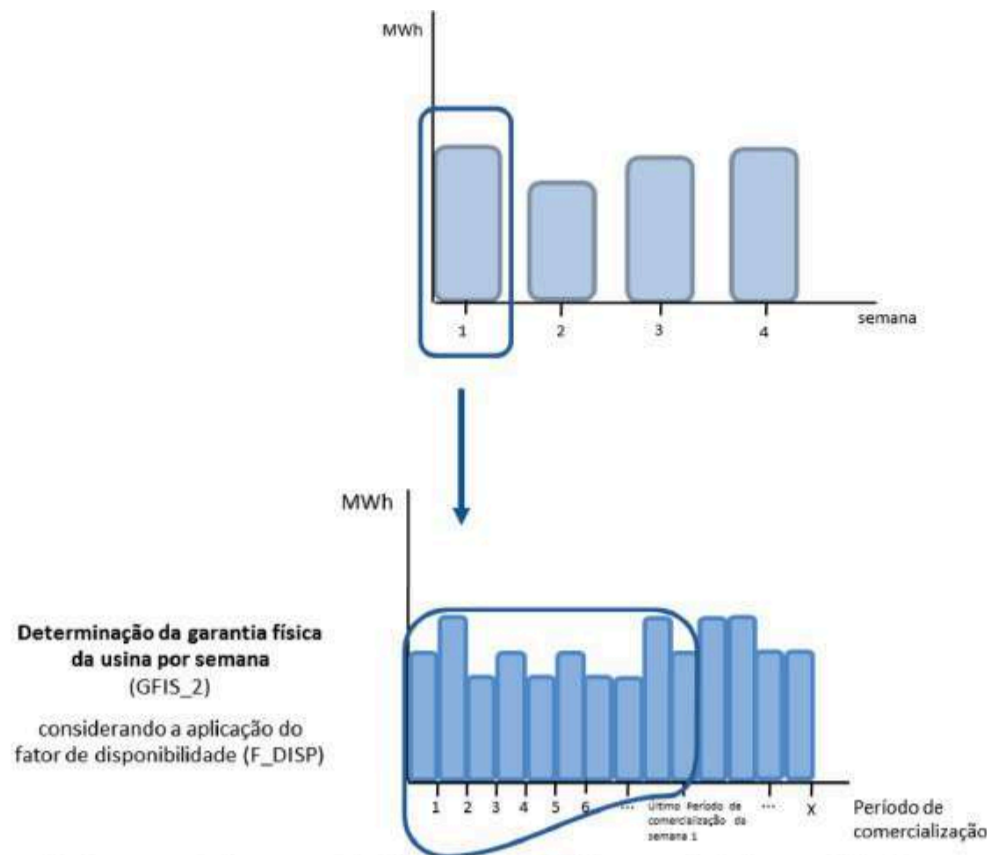


Figura 10: Representação do processo de definição da garantia física por período de comercialização e por semana.

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE

| Fator de Disponibilidade                       |                   |  |
|--|-------------------|--|
| F_DISP <sub>p,m</sub>                          | Descrição         | Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física Modulada                       |                   |  |
| GFIS_1 <sub>p,j</sub>                          | Descrição         | Garantia Física modulada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Pendente de ajuste em função dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica e os índices de degradação da garantia física ou MRGF |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Modulação da Garantia Física de Usinas em Fase de Motorização)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Disponibilidade Associada à Vazão Vertida      |                   |  |
| DISP_VV <sub>p,m</sub>                         | Descrição         | Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"  |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina |                   |  |
| UXP_GLF <sub>p,j</sub>                         | Descrição         | Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1 |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

#### 2.4.3. Dados de Saída do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE

| Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica |                   |  |
|---|-------------------|--|
| GFIS_RB <sub>p,j</sub>  | Descrição         | Garantia Física modulada da parcela de usina "p" e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica, no período de comercialização "j"           |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física Modulada Ajustada                                     |                   |  |
| GFIS_2 <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Garantia Física modulada da parcela de usina "p" e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e do MRGF, no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

### 3. Detalhamento das Etapas de Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro para Comercialização

Esta seção detalha as etapas do submódulo de cálculo da garantia física para composição de lastro para comercialização, explicitando seus objetivos, processos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. Cálculo da Garantia Física por Usina

##### Objetivo:

Definir o valor da garantia física considerando as características de cada tipo de usina.

##### Contexto:

A garantia física é determinada de diferentes formas em função dos diferentes tipos de usinas existentes: hidráulicas (participantes ou não do MRE) e não hidráulicas. A Figura 11 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

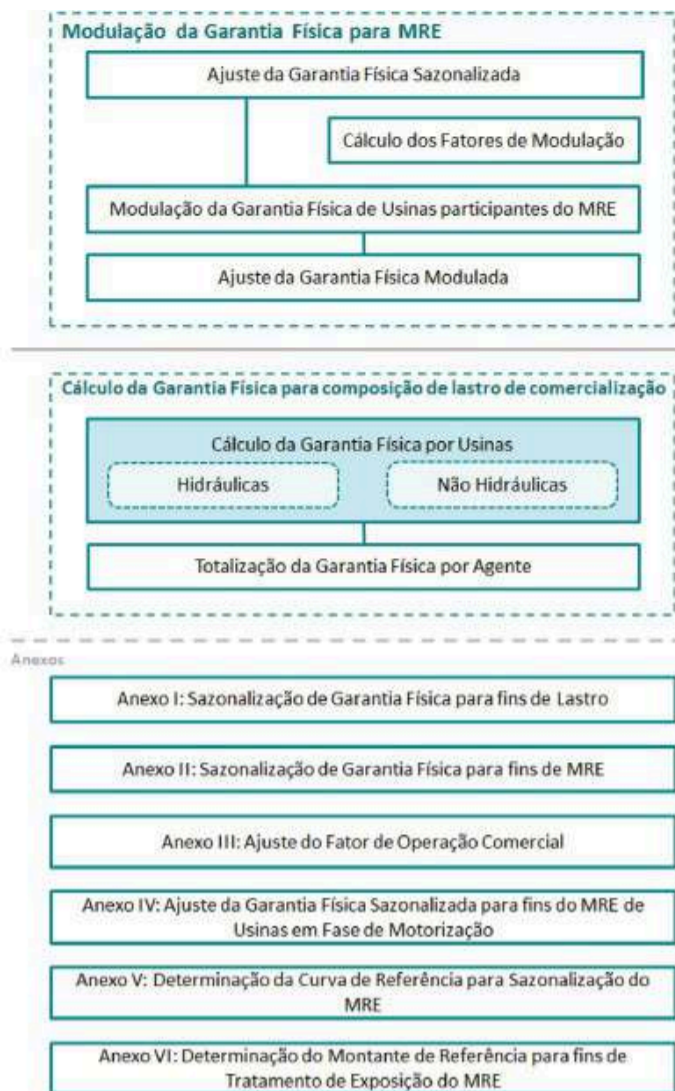


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

### 3.1.1. Detalhamento do Processo de Cálculo da Garantia Física

O processo de cálculo da garantia física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

8. A garantia física de uma usina é definida por meio de portaria ou expedida pelo MME.
9. Uma vez definida a garantia física de uma usina, essa informação é tratada de modo a considerar alguns elementos tais como: (i) perdas internas, (ii) unidades geradoras em teste, (iii) efeito da sazonalização, (iv) fatores de perdas da Rede Básica e (v) perdas da Rede Compartilhada, de acordo com as características de cada usina, estruturada da seguinte forma:
  - 9.1. O cálculo da garantia física para usinas hidráulicas é diferenciado conforme suas características, podendo ser:
    - Participantes do MRE;
    - Não participantes do MRE sem garantia física definida pelo MME;
    - Não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME.

#### Representação Gráfica

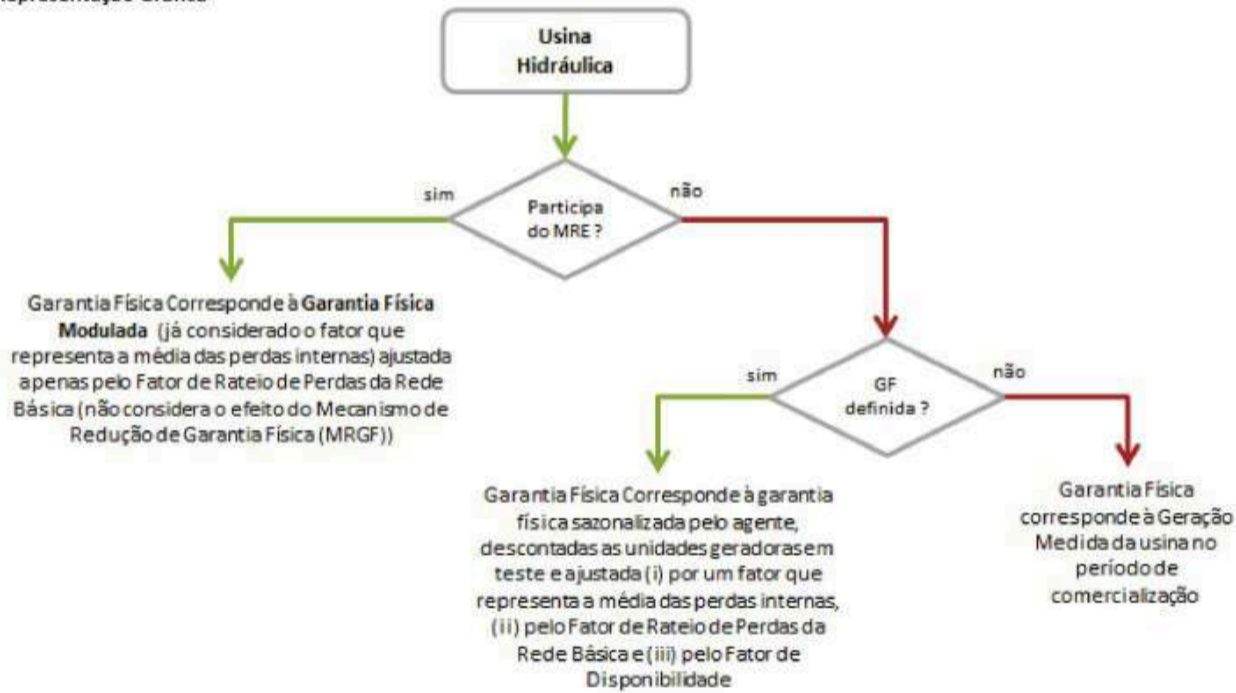


Figura 12: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas

9.2. O cálculo de garantia física para usinas não hidráulicas é diferenciado conforme suas características, podendo ser:

- Com garantia física definida;
- Sem garantia física definida e com despacho do tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III;
- Sem garantia física definida e com despacho do tipo I com CVU ou IIA.

#### Representação Gráfica



Figura 13: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas

**3.1.2. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas Hidráulicas**

O processo de cálculo da garantia física de usinas hidráulicas considera sua participação ou não no MRE e o fato de possuir ou não garantia física definida pelo MME.

Os respectivos valores são determinados conforme os seguintes comandos e expressões:

▪ **Usinas Hidráulicas participantes do MRE**

10. Para usinas hidráulicas participantes do MRE, a Garantia Física Apurada da usina equivale à Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas Internas, das Perdas da Rede Compartilhada e das Perdas da Rede Básica. Expresso no período de comercialização por:

$$GFIS_{p,j} = \left( \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_COM\_GF\_AJU_{p,j} \right)$$

Onde:

GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

F\_COM\_GF\_AJU<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”

F\_PDI\_GF<sub>p,f-1</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

UXP\_GLF é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

F\_PRC\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

Para as usinas com GF que entrarem em operação comercial ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada em operação comercial até o final do mês em questão.

10.1. De acordo com a regulamentação específica, o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada por Indisponibilidade de Usinas no MRE (MRA), atual MRGF, não deverá impactar a apuração de garantia física, para fins de verificação de lastro para venda de energia elétrica e lastro para contratação.

**Representação Gráfica**



Figura 14: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas que participam do MRE

▪ **Usinas Hidráulicas não participantes do MRE sem garantia física definida pelo MME**

11. Caso a usina não participe do MRE e não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, independente da sua modalidade de despacho, a Garantia Física Apurada é igual à sua Geração Final estabelecida no módulo “Medição Contábil”, expresso por:

$$GFIS_{p,j} = G_{p,j}$$

Onde:

GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

**Importante:**

Se o MME definir Garantia Física para essas usinas, a geração será considerada apenas para os períodos anteriores à vigência dessa Garantia Física.

**Representação Gráfica**

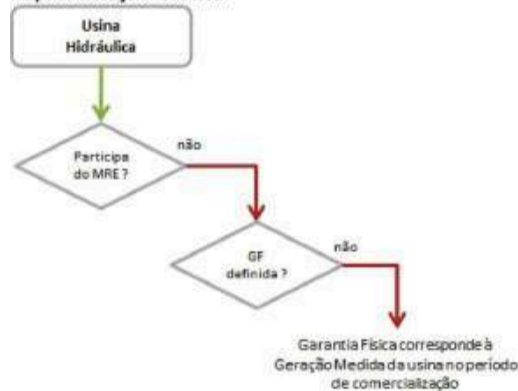


Figura 15: Fluxograma de definição da garantia física de uma usina hidráulica sem garantia física definida

▪ **Usinas Hidráulicas não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME**

12. Para usinas hidráulicas não participantes do MRE, com garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à garantia física sazonalizada, ajustada em função das perdas internas, em função das perdas da Rede Compartilhada, pelo Fator de Disponibilidade e em função das perdas da Rede Básica. Dada pela expressão:

$$GFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_DISP_{p,m} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_COM\_GF\_AJU_{p,j}$$

Onde:

GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_COM\_GF\_AJU<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

F\_PDI\_GF<sub>p,f-1</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

F\_DISP<sub>p,m</sub> é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

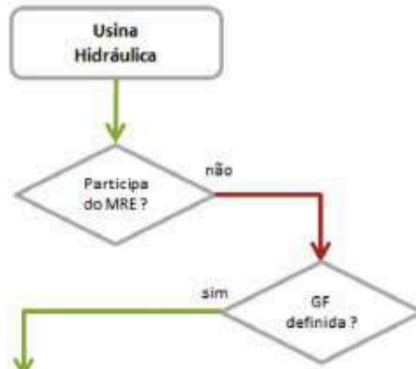
F\_PRC\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", por período de comercialização "j"

#### Importante:

Para as usinas cujas Garantias Físicas forem definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

#### Representação Gráfica



Garantia Física Corresponde à garantia física sazonalizada pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade

Figura 16: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas não participantes do MRE e com garantia física definida pelo Poder Concedente

#### 3.1.3. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas Não Hidráulicas

O processo de cálculo da garantia física de usinas não hidráulicas considera se o empreendimento possui ou não garantia física definida pelo MME, além da modalidade de despacho correspondente.

Os respectivos valores são determinados conforme os seguintes comandos e expressões:

##### ■ Usinas Não Hidráulicas com garantia física definida pelo MME

13. Caso a usina não hidráulica possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à garantia física sazonalizada proporcional à potência instalada das unidades geradoras em operação comercial, ajustada em função das perdas internas, em função das perdas da Rede Compartilhada, das perdas da Rede Básica e aplicado o Fator de Disponibilidade. Portanto:

$$GFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_DISP_{p,m} * F\_COM\_GF\_AJU_{p,j}$$

Onde:

GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_COM\_GF\_AJU<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

F\_PDI\_GF<sub>p,f-1</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", por período de comercialização "j"

F\_PRC\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_DISP<sub>p,m</sub> é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

#### Importante:

Para as usinas cujas Garantias Físicas forem definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

#### Representação Gráfica



Garantia Física corresponde à garantia física sazonalizada pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade

Figura 17: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas com garantia física definida pelo Poder Concedente

##### ■ Usinas Não Hidráulicas sem garantia física definida pelo MME e com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA

14. Caso a modalidade de despacho seja do tipo I com CVU ou IIA e a usina não hidráulica não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à Potência Instalada Ajustada da Usina aplicado o seu Índice de Disponibilidade Verificado, expresso por:

$$GFIS_{p,j} = API_{p,j} * ID_{p,m} * SPD_m$$

Onde:

GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

API<sub>p,j</sub> é a Potência Instalada Ajustada da parcela da usina "p", no período de comercialização "j"

ID<sub>p,m</sub> é o Índice de Disponibilidade Verificado por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

SPD<sub>m</sub> duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

14.1. A Potência Instalada Ajustada corresponde à potência instalada associada ao conjunto de unidades geradoras em operação comercial de uma usina, modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, ajustada pelo Fator de Capacidade máxima, abatida as perdas internas e as perdas da Rede Compartilhada, associadas ao empreendimento e ajustada em função das perdas da Rede Básica, sendo que o resultado não pode ser menor que zero. A expressão que estabelece a Potência Instalada Ajustada é:

$$API_{p,j} = \left( \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} \right) * FC_{max_{p,f}} * F_{PDI_{p,j}} * F_{PRC\_GF_{p,j}} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

- API<sub>p,j</sub> é a Potência Instalada Ajustada por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
- CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
- "PMAQ" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p"
- FC<sub>max<sub>p,f</sub></sub> é o Fator de Capacidade da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
- F<sub>PDI<sub>p,j</sub></sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina Térmica "p", por período de comercialização "j"
- F<sub>PRC\_GFP<sub>j</sub></sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
- UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração da Rede Básica associado à usina "p", por período de comercialização "j"

**Representação Gráfica**

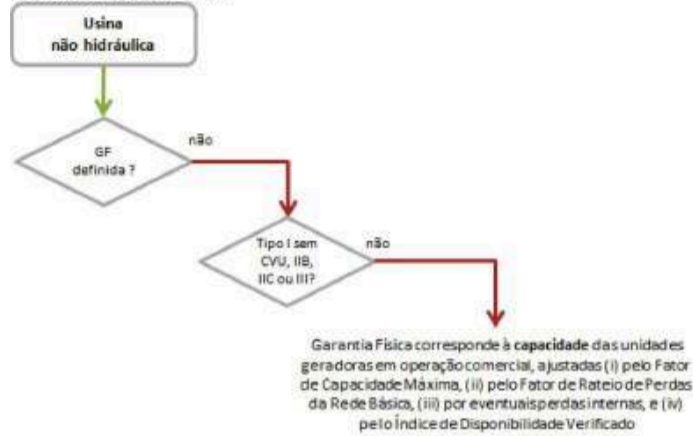


Figura 18: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas, com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA e sem garantia física definida

**Usinas Não Hidráulicas sem garantia física definida pelo MME e com modalidade de despacho do tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III**

15. Caso a modalidade de despacho da usina não hidráulica seja do tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III e o empreendimento não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada é igual à sua geração final:

$$GFIS_{p,j} = G_{p,j}$$

Onde:

- GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
- G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

**Importante:**

Se o MME definir Garantia Física para essas usinas, a geração será considerada apenas para os períodos anteriores à vigência dessa Garantia Física.

**Representação Gráfica**



Figura 19: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas, sem garantia física definida

**3.1.4. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas de Importação e Exportação de Energia**

16. A Garantia Física de uma usina cuja parcela estiver caracterizada como "Importação" ou "Exportação" não terá valores contabilizados na CCEE, ou seja, nesses casos a Garantia Física será zero, conforme expressão abaixo:

$$GFIS_{p,j} = 0$$

Onde:

- GFIS<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

**3.1.5. Dados de Entrada do Processo de Cálculo da Garantia Física por Usina para Composição de Lastro**

| Capacidade Instalada   |                   |  |
|--|-------------------|--|
| CAP <sub>i,j</sub>   | Descrição         | Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i" de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | MW   |
|  | Fornecedor        | Cadastro do Sistema Elétrico   |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |
| Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física |                   |  |
| F_COM_GF_AJU <sub>p,j</sub>                                      | Descrição         | Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"                        |
|  | Unidade           | n.a  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Fator de Disponibilidade   |                   |  |
| F_DISP <sub>p,m</sub>  | Descrição         | Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | n.a  |
|  | Fornecedor        | Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>F<sub>PDI<sub>p,j</sub></sub></b>    | <b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>                                       |  |
|   | Descrição  | Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"   |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>F<sub>PDI_GF<sub>p,f</sub></sub></b> | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>     |  |
|   | Descrição  | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"  |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>F<sub>PRC_GF<sub>p,j</sub></sub></b> | <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b> |  |
|   | Descrição  | Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>FC<sub>max<sub>p,f</sub></sub></b>   | <b>Fator de Capacidade</b>   |  |
|   | Descrição  | O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina "p" e ano de apuração "f"                              |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Cadastro do Sistema Elétrico   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>G<sub>p,j</sub></b>                  | <b>Geração Final da Usina</b>  |  |
|   | Descrição  | Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>ID<sub>p,m</sub></b>                 | <b>Índice de Disponibilidade Verificado</b>  |  |
|   | Descrição  | Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>QM_GF_LAS<sub>p,m</sub></b>          | <b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro</b>                      |  |
|   | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Fornecedor   | Módulo de Garantia Física (ANEXO I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>M_SPD<sub>m</sub></b>                | <b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>                              |  |
|   | Descrição  | Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | CCEE   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos  |
| <b>MGFIS<sub>p,j</sub></b>              | <b>Garantia Física</b>   |  |
|   | Descrição  | Garantia Física proporcional às unidades geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Utilizada como referência para determinação da garantia física de usinas em fase de motorização |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Reconciliada)   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>                  | <b>Duração de um Período de Comercialização</b>                                      |  |
|   | Descrição  | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade  | hora   |
|   | Fornecedor   | CCEE   |
|   | Valores Possíveis  | 0,5 ou 1   |
| <b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>            | <b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>                        |  |
|   | Descrição  | Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1            |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |

### 3.1.6. Dados de Saída do Processo de Cálculo da Garantia Física por Usina para Composição de Lastro

|                           |                                |  |
|---------------------------|--------------------------------|--|
| <b>GFIS<sub>p,j</sub></b> | <b>Garantia Física Apurada</b> |  |
|                           | Descrição                      | Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina |
|                           | Unidade                        | MWh  |
|                           | Fornecedor                     | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)  |
|                           | Valores Possíveis              | Positivos ou Zero  |

### 3.2. Totalização da Garantia Física do Agente

#### Objetivo:

Determinar a garantia física total de cada agente.

#### Contexto:

A última etapa do módulo "Garantia Física", conforme ilustrado na Figura 20, tem por objetivo determinar a garantia física total de cada agente, por período de comercialização, consolidando os valores apurados para cada uma das usinas que esse agente representa na CCEE. Essa consolidação visa o cálculo que apura o lastro para comercialização de energia elétrica pelos agentes, realizado conforme estabelecido no módulo "Penalidades":

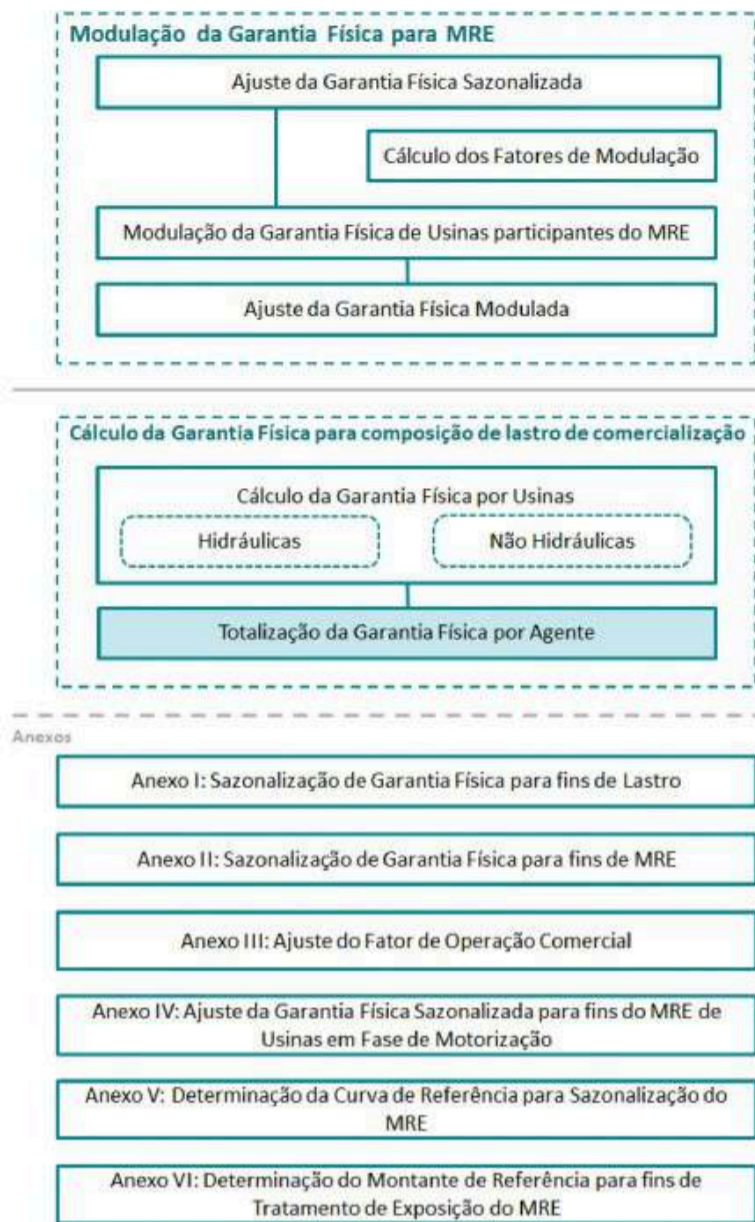


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**3.2.1. Detalhamento de Totalização da Garantia Física do Agente**

O processo de totalização ou consolidação da garantia física do agente é composto pelos seguintes comandos e expressões:

17. O Total da Garantia Física do agente é determinado por meio do agrupamento das garantias físicas das usinas de propriedade de cada agente, por período de comercialização, conforme a expressão a seguir:

$$TGFIS_{a,j} = \sum_{p \in a} GFIS_{p,j}$$

Onde:

$TGFIS_{a,j}$  é o Total da Garantia Física do perfil de agente "a", por período de comercialização "j"

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

**3.2.2. Dados de Entrada do Processo de Totalização da Garantia Física do Agente**

| Garantia Física Apurada |                   |  |
|-------------------------|-------------------|--|
| GFIS <sub>p,j</sub>     | Descrição         | Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina |
|                         | Unidade           | MWh  |
|                         | Fornecedor        | Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)   |
|                         | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

**3.2.3. Dados de Saída do Processo de Totalização da Garantia Física do Agente**

| Total da Garantia Física do Agente |                   |  |
|------------------------------------|-------------------|--|
| TGFIS <sub>a,j</sub>               | Descrição         | O Total da Garantia Física do Agente consolida as informações referentes à garantia física por perfil de agente "a", no período de comercialização "j" |
|                                    | Unidade           | MWh  |
|                                    | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

**4. Anexos**

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Garantia Física", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

**4.1. Anexo I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro****Objetivo:**

Determinar a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins de Lastro de cada usina.

**Contexto:**

A garantia física determinada neste anexo será utilizada apenas para fins de Lastro. A Figura 21 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

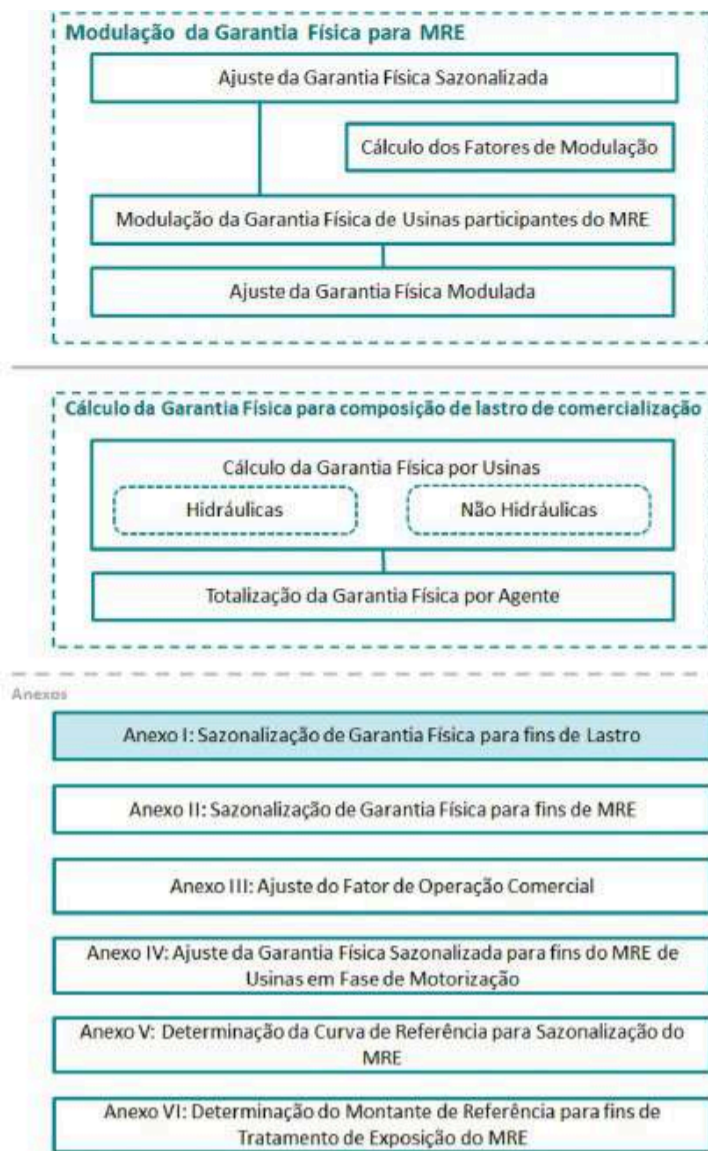


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

#### 4.1.1. Detalhamento do processo de Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

Nesta sessão são calculadas as Garantias Físicas das usinas para fins de Lastro.

##### Sazonalização de Garantia Física

18. Para as usinas que possuem direito de sazonalizar suas garantias físicas para fins de Lastro, a sazonalização é determinada a partir do montante declarado pelo agente proprietário da usina para esse objetivo ou, se o agente não declarar, será flat, assim como para as usinas que não podem sazonalizar, conforme os comandos a seguir:

Se o agente proprietário da usina sazonalizou a Garantia Física, então:

$$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = GF\_SAZ\_LAS_{p,m}$$

Caso contrário:

$$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = GF_p * M\_HORAS_m$$

Onde:

$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GF\_SAZ\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração "m"

##### Importante:

Para o período de motorização da usina, a Quantidade Mensal de Garantia Física ( $QM\_GF\_LAS_{p,m}$ ) será flat, ou seja, corresponderá a garantia física de placa multiplicada pelo número de horas em que a usina está vigente no mês. A partir do mês seguinte ao mês de motorização da usina até dezembro do ano de referência, o agente proprietário da usina poderá sazonalizar a Garantia Física correspondente a esse período; caso não o faça, a sazonalização será flat.

Para as usinas com final de concessão durante o ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, terão suas Garantias Físicas Sazonalizadas de forma flat. De janeiro até o mês anterior ao mês de final de concessão da usina o agente proprietário da usina poderá sazonalizar sua Garantia Física, devendo o montante em MWh ser proporcional ao período; caso não o faça, a sazonalização da Garantia Física para esse período será flat.

Para as usinas que estejam ou iniciem sua operação comercial e que tenham suas Garantias Físicas definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

18.1. Conforme regulamentação específica, a sazonalização da garantia física para fins de lastro deverá ser uniforme, proporcional à quantidade de horas de cada mês do ano para: Itaipu; usinas de cotas; parcelas de energia de usinas comprometidas com o Proinfra; usinas de Angra I e II; as usinas até o mês de término da fase de motorização; as usinas a partir do mês de final de concessão; as usinas sem declaração de valores nos prazos definidos.

19. A sazonalização da parcela de aumento ou redução de Garantia Física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, corresponde a quantidade sazonalizada pelo agente proprietário da usina. Caso o agente proprietário da usina não realize a sazonalização dessa diferença de Garantia Física da usina, a mesma será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização do restante de sua Garantia Física, conforme as seguintes expressões:

Se a soma da garantia física sazonalizada a partir do mês de revisão de garantia física for maior do que zero, ou seja,

$\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} > 0$ , então:

$$DIF\_GF\_LAS_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m + \frac{QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}}{\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}}$$

Caso contrário, se

$\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = 0$ , então:

$$DIF\_GF\_LAS_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * M\_HORAS_m$$

Onde:

$DIF\_GF\_LAS_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

GFANT<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física  
 GFPOS<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física  
 M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"  
 QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

**Importante:**

A sazonalização da parcela de aumento ou redução de garantia física realizada pelo agente é representada no mesmo acrônimo "QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub>", considerando o montante de garantia física já sazonalizado como mínimo no caso de aumento e como máximo no caso de redução.

Caso o aumento ou redução da Garantia Física ocorra durante um determinado mês e o agente proprietário da usina não realize a sazonalização da diferença dentro dos prazos estabelecidos em Procedimento de Comercialização específico, essa diferença será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização do restante de Garantia Física da usina, respeitando a proporcionalidade de horas de cada mês.

20. A Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução, limitada a disponibilidade de Garantia Física sazonalizada e a Potência da usina no mês, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_LIM_{p,m} = \min(\max(0; QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_LAS_{p,m}); CAP\_A_{p,m} * M\_HORAS_m)$$

Onde:

QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 DIF\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 CAP\_A<sub>p,m</sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"  
 M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

21. O Total de Garantia Física Sazonalizada considerando o aumento ou redução de garantia física a partir da data de revisão até o final do ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_GF\_LAS_{p,f} = \sum_{m \in CMNGFF} (QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_LAS_{p,m})$$

Onde:

TOT\_GF\_LAS<sub>p,f</sub> é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"

QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 DIF\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

22. O Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada da usina, acumulado a partir da revisão de garantia física até o final do ano de referência, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_GF\_LIM_{p,f} = \sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

Onde:

TOT\_GF\_LIM<sub>p,f</sub> Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"  
 QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

23. A Quantidade de Garantia Física Remanescente Não ajustada no ano de referência em função da revisão da garantia física da usina é calculada conforme a seguinte expressão:

Se

$TOT\_GF\_LAS_{p,f} > 0$ , então:

$$QGF\_REM_{p,f} = \min\left(TOT\_GF\_LAS_{p,f}; CAP\_A_{p,m} * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m\right) - TOT\_GF\_LIM_{p,f}$$

Caso contrário:

$$QGF\_REM_{p,f} = \max\left(TOT\_GF\_LAS_{p,f}; (-TOT\_GF\_LIM_{p,f})\right)$$

Onde:

QGF\_REM<sub>p,f</sub> é a Quantidade de Garantia Física Remanescente não ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"  
 TOT\_GF\_LAS<sub>p,f</sub> é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"  
 TOT\_GF\_LIM<sub>p,f</sub> Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"  
 CAP\_A<sub>p,m</sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"  
 M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"  
 "CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

24. O Espaço para alocação de Garantia Física Remanescente em cada mês a partir da revisão de Garantia Física é calculado conforme a seguinte expressão:

Se a revisão de Garantia Física for positiva, ou seja,  $DIF\_GF\_LAS_{p,m} > 0$ , então:

$$ESP\_ALOC_{p,m} = (CAP\_A_{p,m} * M\_HORAS_m) - QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

Caso contrário:

$$ESP\_ALOC_{p,m} = QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

Onde:

ESP\_ALOC<sub>p,m</sub> é o Espaço para Alocação de garantia física remanescente não ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 CAP\_A<sub>p,m</sub> é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"  
 M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"  
 QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

25. O Montante de Garantia Física Remanescente a ser Ajustada em cada mês a partir da revisão de garantia física é calculado conforme as seguintes expressões:

$$GF\_REM\_AJU_{p,m} = QGF\_REM_{p,f} * \frac{ESP\_ALOC_{p,m}}{\sum_{m \in CMNGFF} ESP\_ALOC_{p,m}}$$

Onde:

GF\_REM\_AJU<sub>p,m</sub> é a Garantia Física Remanescente Ajustada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 QGF\_REM<sub>p,f</sub> é a Quantidade de Garantia Física Remanescente não ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"  
 ESP\_ALOC<sub>p,m</sub> é o Espaço para Alocação de garantia física remanescente não ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

26. A Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior para usinas sem revisão de garantia física no ano de referência. Para usinas com revisão de garantia física será a Garantia Física Sazonalizada Ajustada em função do aumento ou redução da Garantia Física da usina, conforme a seguinte expressão:

Se a usina teve revisão de garantia física durante o ano de referência, então:

$$QM\_GF\_LAS_{p,m} = QM\_GF\_LIM_{p,m} + GF\_REM\_AJU_{p,m}$$

Caso contrário:

$$QM\_GF\_LAS_{p,m} = QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}$$

Onde:

QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 GF\_REM\_AJU<sub>p,m</sub> é a Garantia Física Remanescente Ajustada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

27. O Total de Garantia Física para fins de Lastro não ajustada no ano de referência é calculado, no mês em que ocorre a revisão de garantia física, conforme a seguinte expressão:

Se a revisão de Garantia Física for positiva, ou seja,  $DIF\_GF\_LAS_{p,m} > 0$ , então:

$$TGF\_LNAJU_{p,f} = \max\left(0; TOT\_GF\_LAS_{p,f} - \left(CAP\_A_{p,m} * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m\right)\right)$$

Caso contrário:

$$TGF\_LNAJU_{p,f} = \min(0; TOT\_GF\_LAS_{p,f})$$

Onde:

$TGF\_LNAJU_{p,f}$  é a Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"

$TOT\_GF\_LAS_{p,f}$  é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"

$CAP\_A_{p,m}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

"m" corresponde ao mês em que ocorre revisão da Garantia Física da usina

#### 4.1.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

| Garantia Física  |                   |  |
|--|-------------------|--|
| GF <sub>p</sub>  | Descrição         | Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.                      |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | MME/EPE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Quantidade de Horas no Mês                                     |                   |  |
| M_HORAS <sub>m</sub>   | Descrição         | Quantidade de Horas no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | hora   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |
| Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro |                   |  |
| GF_SAZ_LAS <sub>p,m</sub>                                      | Descrição         | Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Agentes  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física Posterior a alteração de Garantia Física       |                   |  |
| GFPOS <sub>p</sub>   | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física                    |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física Anterior a alteração de Garantia Física        |                   |  |
| GFANT <sub>p</sub>   | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física                     |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Capacidade Instalada Total Ajustada da usina                   |                   |  |
| CAP_A <sub>p,m</sub>   | Descrição         | Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"                        |
|  | Unidade           | MW   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)          |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |

#### 4.1.3. Dados de Saída da Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

| Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro  |                   |   |
|---|-------------------|---|
| QM_GF_LAS <sub>p,m</sub>                                  | Descrição         | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"                               |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada |                   |   |
| TGF_LNAJU <sub>p,f</sub>                                  | Descrição         | Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f" |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero  |

#### 4.2. Anexo II – Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE

Objetivo:

Determinar a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins do MRE, das usinas que participam desse mecanismo.

Contexto:

Para os perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A Figura 22 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

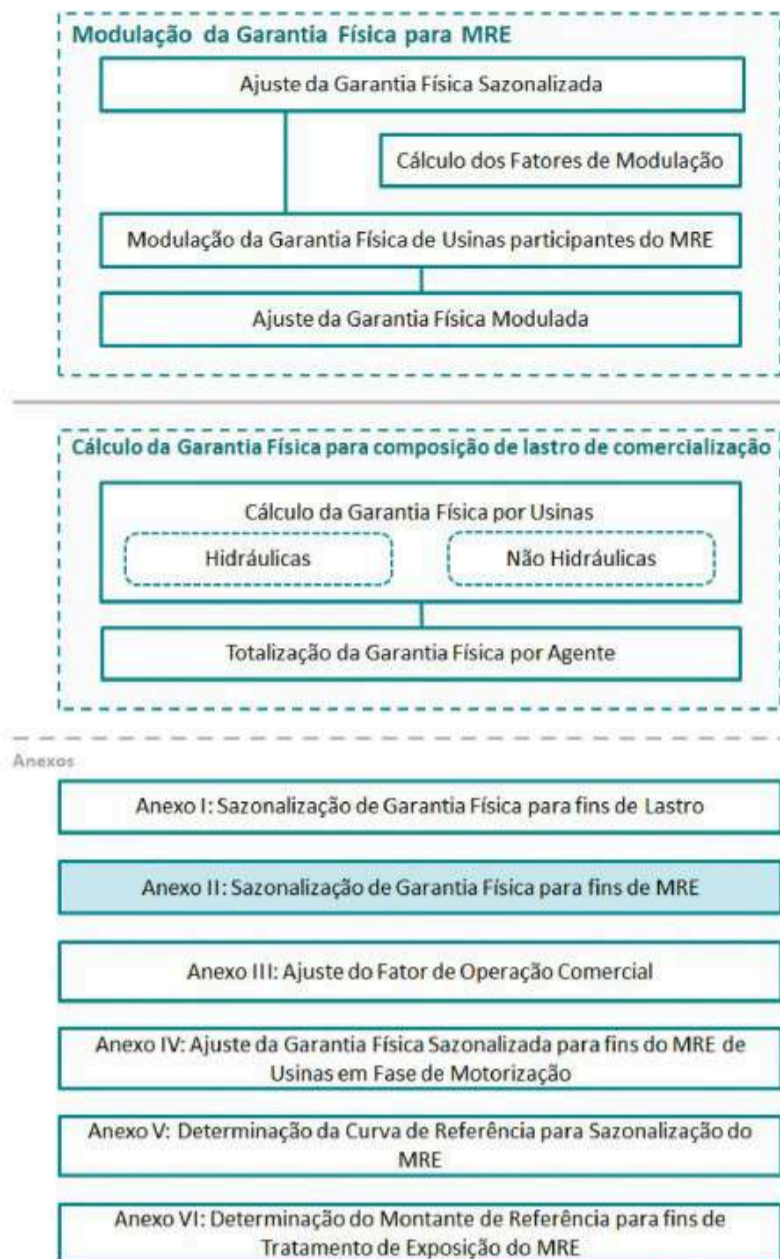


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**4.2.1. Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE**

A sazonalização de Garantia Física para fins do MRE é calculada conforme as seguintes expressões:

28. Para as usinas que realizaram a sazonalização de suas Garantias Físicas para fins de aplicação do MRE, a Garantia Física Preliminar é determinada pela garantia física sazonalizada pelo agente proprietário, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_PRE_{p,m} = GF\_SAZ_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GF\_SAZ_{p,m}$  é a Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

29. Para as usinas que não sazonalizaram suas Garantias Físicas para fins de aplicação do MRE, a Garantia Física Preliminar é determinada conforme curva de sazonalização das usinas que efetuaram sazonalização, de acordo com a expressão a seguir:

$$QM\_GF\_PRE_{p,m} = GF\_MRE_{p,f-1} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m * F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$$

$\forall m \in f$

Onde:

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GF\_MRE_{p,f-1}$  é a Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

**Importante:**

O cálculo da Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar é realizado no momento do processo de sazonalização da garantia física (ex-ante) ou quando uma nova usina faça adesão ao MRE.

Para as usinas com final de concessão durante o ano de referência, que não sazonalizarem suas garantias físicas de janeiro até o mês anterior ao mês de final de concessão, tanto a quantidade de horas quanto o fator de sazonalização do MRE serão proporcionais para esse intervalo. A mesma proporcionalidade também é feita para a sazonalização da garantia física desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência. Este tratamento é dado para garantir que o montante em MWh seja proporcional a cada um desses períodos (antes e depois do final de concessão).

Para as usinas que aderirem ao MRE ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada no MRE até dezembro do ano de referência.

Para as usinas com revisões de Garantia Física o acrônimo  $QM\_GF\_PRE$  assumirá o valor do último  $QM\_GF$ .

29.1. Usinas que não podem sazonalizar suas Garantias Físicas – Itaipu, usinas cotistas de que trata a Lei nº 12.783/2013, usinas submotorizadas, usinas com final de concessão no ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, usinas sem declaração nos prazos definidos e demais usinas que assim optarem. Essas usinas têm os montantes sazonalizados determinados a partir dos valores informados pelos demais agentes, ou seja, a sazonalização dessas usinas seguirá o perfil de sazonalização das usinas que declararam os montantes.

29.2. O perfil de sazonalização médio dos agentes que declararam é definido considerado o Montante médio da garantia física sazonalizada para fins do MRE das usinas que sazonalizaram suas garantias físicas em dezembro para o ano de referência conforme a seguinte expressão:

$$GF\_SAZ\_MED_m = \frac{\sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}{M\_HORAS_m}$$

$\forall m \in f$

Onde:

$GF\_SAZ\_MED_m$  é Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração "m"

$GF\_SAZ_{p,m}$  é Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"GFMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p", hidráulicas participantes do MRE com livre arbítrio de sazonalização de suas Garantias Físicas e que optaram por sazonalizar para fins do MRE

29.3. O fator de sazonalização do MRE conforme curva de sazonalização das usinas que sazonalizaram, utilizado para definir a sazonalização de garantia física para fins do MRE das usinas que não realizaram declaração de sazonalização, é calculado conforme as seguintes expressões:

Se ao menos uma usina realizou o processo de sazonalização da garantia física do MRE:

$$F\_SAZ\_MRE_m = \frac{\sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}{\sum_{m \in f} \sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}$$

Caso contrário:

$$F\_SAZ\_MRE_m = F\_REF\_SAZ\_MRE_m \quad \forall m \in f$$

Onde:

$F\_SAZ\_MRE_m$  é o Fator de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

$GF\_SAZ_{p,m}$  é Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_REF\_SAZ\_MRE_m$  é o Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

"GFMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p", hidráulicas participantes do MRE com livre arbítrio de sazonalização de suas Garantias Físicas e que optaram por sazonalizar para fins do MRE

29.4. O fator de sazonalização do MRE ponderado conforme curva de sazonalização das usinas que sazonalizaram, utilizado para definir a sazonalização de garantia física para fins do MRE das usinas que não realizaram declaração de sazonalização, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m} = \frac{F\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMPVA} F\_SAZ\_MRE_m} \quad \forall m \in f$$

Onde:

$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_SAZ\_MRE_m$  é o Fator de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

"CMPVA" é o conjunto de meses "m", a partir da data em que a parcela de usina "p", entrou em operação comercial no ano ou teve início ou término de concessão

#### Importante:

O cálculo do Fator de Sazonalização do MRE Ponderado é realizado no momento do processo de sazonalização da garantia física (ex-ante) ou quando uma nova usina faça adesão ao MRE.

O cálculo do fator de sazonalização do MRE será realizado uma vez por ano, após a conclusão da declaração de sazonalização da garantia física para fins do MRE.

Para as usinas que ingressarem no MRE durante o ano civil, fora do período de sazonalização de Garantia Física, esse fator de sazonalização será proporcional ao período remanescente do ano de referência.

30. A sazonalização da parcela de aumento ou redução de Garantia Física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, será calculada conforme o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE, de acordo com as seguintes expressões:

$$DIF\_GF\_MRE_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m * \frac{F\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMNGFF} F\_SAZ\_MRE_m} \quad \forall m \in f$$

Onde:

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFANT_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$GFPOS_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

$F\_SAZ\_MRE_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

#### Importante:

Para as usinas com revisões de Garantia Física durante um determinado mês de comercialização, a diferença correspondente a um aumento ou redução de Garantia Física será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE, respeitando a proporcionalidade de horas de cada mês.

31. A Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somadas as diferenças referentes ao aumento ou redução da Garantia Física da usina. O cálculo desse acrônimo pode resultar em valores mensais negativos que precisam ser ajustados de modo a não impactar a curva de sazonalização do MRE.

31.1. A Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução da Garantia Física da usina, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_NA_{p,m} = QM\_GF\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_MRE_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

32. Caso ocorra redução da garantia física de uma determinada usina e se existir, a partir do mês de redução, algum mês cuja Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE ( $QM\_GF\_PRE_{p,m}$ ) seja zero, todo o montante de redução será considerado no processo de sazonalização do ano seguinte, não havendo ajuste no ano de referência.

33. Para as usinas que tiveram revisão de garantia física e que apresentarem valor negativo na garantia física sazonalizada não ajustada ( $QM\_GF\_NA_{p,m}$ ) em algum mês a partir do mês de revisão até o final do ano de referência, é preciso calcular o fator de ajuste da garantia física sazonalizada não ajustada.

33.1. O cálculo do Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada não Ajustada é realizado para cada mês a partir do mês de revisão da garantia física até o final do ano de referência, de acordo com a seguinte expressão:

$$F\_AJU\_GF_{p,m} = 1 - \frac{QM\_GF\_NA_{p,m}}{DIF\_GF\_MRE_{p,m}}$$

Onde:

$F\_AJU\_GF_{p,m}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada em função de revisão de garantia física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

33.2. A Diferença da Garantia Física sazonalizada para fins do MRE deve ser ajustada a partir da aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada ( $F\_AJU\_GF_{p,m}$ )

33.2.1. Será adotado o menor valor calculado do Fator Ajuste da Garantia Física Sazonalizada ( $F\_AJU\_GF_{p,m}$ ) calculado a partir do mês da garantia física até o final de referência.

33.2.2. A diferença da Garantia Física para fins do MRE Ajustada no ano de referência é denominada conforme a seguinte expressão:

$$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m} = DIF\_GF\_MRE_{p,m} * F\_AJU\_GF_{p,m}$$

Onde:

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_AJU\_GF_{p,m}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada em função de revisão de garantia física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"m\*" é o mês que apresentou o menor fator de ajuste da garantia física sazonalizada não ajustada para fins do MRE no período entre a data de revisão de garantia física da usina e o final do ano de referência

34. A Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução da Garantia Física da usina se for o caso, conforme a seguinte expressão:

Para usinas que não tiveram revisão de garantia física no ano de referência ou para usinas que apresentaram redução da garantia física e que apresentem, a partir do mês de redução, algum mês cuja Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE ( $QM\_GF\_PRE$ ) seja zero, então:

$$QM\_GF_{p,m} = QM\_GF\_PRE_{p,m}$$

Para usinas com revisão de garantia física no ano de referência e que não apresentaram Garantia Física Sazonalizada não Ajustada com Valor Negativo ou tiveram aumento de garantia física, então:

$$QM\_GF_{p,m} = QM\_GF\_NA_{p,m}$$

Para as demais usinas:

$$QM\_GF_{p,m} = \max(0; QM\_GF\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m})$$

Onde:

$QM\_GF_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE a ser Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

35. A Quantidade de Garantia Física para fins do MRE não ajustada devido ao montante de Garantia Física revisada sazonalizada ser maior do que a Garantia Física original da usina sazonalizada para cada mês do ano de apuração é calculada conforme a seguinte expressão:

Para as usinas que tiveram revisão de garantia física e que apresentaram algum valor negativo na garantia física sazonalizada não ajustada ( $QM\_GF\_NA_{p,m}$ ) em algum mês a partir do mês de revisão até o final do ano de referência, então:

$$QM\_GF\_NAJU_{p,m} = DIF\_GF\_MRE_{p,m} - DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$$

Para as demais usinas:

$$QM\_GF\_NAJU_{p,m} = 0$$

Onde:

$QM\_GF\_NAJU_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE a ser Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", da última rodada do cálculo iterativo

36. O Total de Garantia Física para fins de Lastro não ajustada no ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TGF\_NAJU_{p,f} = \sum_{m \in f} QM\_GF\_NAJU_{p,m}$$

Onde:

$TGF\_NAJU_{p,f}$  é a Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"

$QM\_GF\_NAJU_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE Não Ajustada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

#### 4.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE

| Garantia Física de Sazonalização do MRE                  |                   |  |
|--|-------------------|--|
| GF_MRE <sub>p,f-1</sub>                                  | Descrição         | Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"          |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física sazonalizada para fins do MRE            |                   |  |
| GF_SAZ <sub>p,m</sub>                                    | Descrição         | Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m". |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Fornecedor        | Agentes  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Quantidade de Horas no Mês                               |                   |  |
| M_HORAS <sub>m</sub>                                     | Descrição         | Quantidade de Horas no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | hora   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |
| Garantia Física Posterior a alteração da Garantia Física |                   |  |
| GFPOS <sub>p</sub>                                       | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física        |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Garantia Física Anterior a alteração da Garantia Física  |                   |  |
| GFANT <sub>p</sub>                                       | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física         |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | CCEE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Fator de Referência de Sazonalização do MRE              |                   |  |
| F_REF_SAZ_MRE <sub>m</sub>                               | Descrição         | Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"                                 |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)         |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

#### 4.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE

| Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE          |                   |   |
|--|-------------------|---|
| QM_GF <sub>p,m</sub>   | Descrição         | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"                                    |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas |                   |   |
| GF_SAZ_MED <sub>m</sub>  | Descrição         | Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada         |                   |   |
| TGF_NAJU <sub>p,f</sub>  | Descrição         | Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"      |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Negativo ou Zero  |

#### 4.3. Anexo III – Ajuste do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física

Objetivo:

Ajustar o Fator de Operação Comercial em relação a Garantia Física Sazonalizada.

**Contexto:**

Para os perfis de agentes proprietários de usinas de fonte Hidráulicas participantes do MRE, Hidráulicas não participantes do MRE e Não Hidráulicas com garantia física definida pelo MME. A Figura 22 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

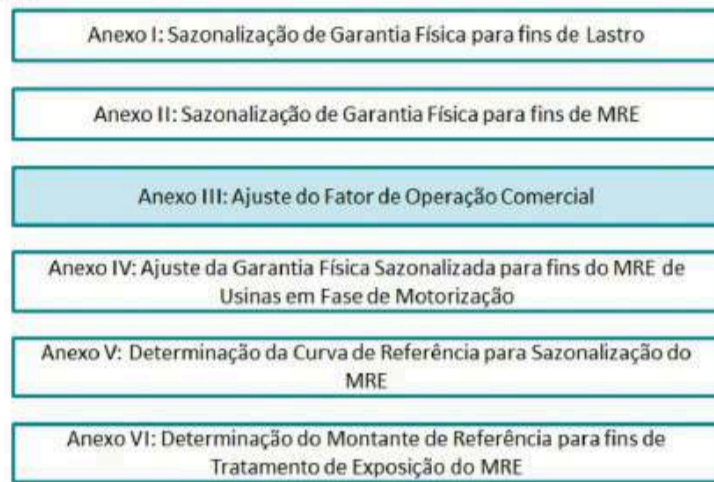
**Anexos**

Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**4.3.1. Cálculo do Fator de Operação Comercial Ajustado à Sazonalização da Garantia Física**

O Fator de Operação Comercial Ajustado a Sazonalização da Garantia Física é calculado de acordo com as seguintes expressões:

37. Para as usinas que não estejam completamente em operação comercial em relação a sua garantia física, é necessário apurar o fator de degradação para reduzir o montante sazonalizado em relação ao residual dos meses anteriores:

$$F_{GFIS\_RD_{p,m}} = 1 - \left( \frac{T_{GFIS\_RD_{p,m}}}{\sum_{m \in FREM} QM\_GF\_LAS_{p,m}} \right)$$

Onde:

$F_{GFIS\_RD_{p,m}}$  é o Fator de Correção do montante Remanescente da Degradação de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 $T_{GFIS\_RD_{p,m}}$  é o Montante Acumulado dos Valores Remanescentes da Degradação da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 $QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "FREM" representa o conjunto de meses remanescente do ano "f", contados a partir do mês de apuração "m", inclusive

**Importante:**

Caso o acrônimo QM\_GF\_LAS apresente valor igual a zero ou não apresente valor válido, o acrônimo F\_GFIS\_RD deve assumir o valor igual a "1".

37.1. O montante acumulado dos meses anteriores relacionado à diferença de energia que deveria ser abatida, é dado conforme expressão:

Se o mês de apuração for janeiro, então:

$$T_{GFIS\_RD_{p,m}} = \sum_{m \in FANT} GFIS\_RD_{p,m}$$

Caso contrário:

$$T_{GFIS\_RD_{p,m}} = \sum_{m \in ANTM} GFIS\_RD_{p,m}$$

Onde:

$T_{GFIS\_RD_{p,m}}$  é o Montante Acumulado dos Valores Remanescentes da Degradação da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 $GFIS\_RD_{p,m}$  é o Valor Remanescente da Degradação da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 "FANT" representa o conjunto de todos os meses do ano "f-1", anterior ao ano relativo ao mês de apuração "m"  
 "ANTM" representa o conjunto de meses anteriores ao mês de apuração "m", e pertencentes ao mesmo ano de apuração "f"

38. A Degradação da Garantia Física Sazonalizada do mês é calculada a partir da aplicação do fator que determina a parcela fora de operação comercial e do fator de correção do montante remanescente de degradação (calculado com base nos meses anteriores) sobre a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada. Esse montante é limitado pela Degradação de Referência, considerando a degradação remanescente de meses anteriores, conforme a equação abaixo:

$$GFIS\_D_{p,j} = \min \left( GFIS\_D\_REF_{p,j} + \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} * (1 - F_{GFIS\_RD_{p,m}}) \right); \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} * (1 - (F_{COMERCIAL_{p,j}} * F_{GFIS\_RD_{p,m}})) \right) \right) * SPD_m$$

Onde

$GFIS\_D_{p,j}$  é a Degradação da Garantia Física Sazonalizada em função da operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  
 $GFIS\_D\_REF_{p,j}$  é a Degradação de Referência da Garantia Física Sazonalizada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  
 $QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 $M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"  
 $F_{GFIS\_RD_{p,m}}$  é o Fator de Correção do montante Remanescente da Degradação de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  
 $F_{COMERCIAL_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  
 $SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

**Importante:**

Caso não se verifique valor válido para o acrônimo F\_GFIS\_RD no mês de apuração, este deve assumir o valor igual a "1".

38.1. A Degradação de Referência da Garantia Física é calculada com base na aplicação do fator que determina a parcela fora de operação comercial na Garantia Física definida em ato regulatório:

$$GFIS\_D\_REF_{p,j} = GF_p * (1 - F\_COMERCIAL_{p,j}) * SPD_m$$

Onde:

GFIS\_D\_REF<sub>p,j</sub> é a Degradação de Referência da Garantia Física Sazonalizada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GF<sub>p</sub> é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p"

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

SPD<sub>m</sub> duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

39. O Valor Remanescente da Degradação da Garantia Física representa o valor que não foi degradado no mês em relação ao valor de referência e será tratado nos meses seguintes:

$$GFIS\_RD_{p,m} = \sum_{j \in m} (GFIS\_D\_REF_{p,j} - GFIS\_D_{p,j})$$

Onde:

GFIS\_RD<sub>p,m</sub> é o Valor Remanescente da Degradação da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

GFIS\_D\_REF<sub>p,j</sub> é a Degradação de Referência da Garantia Física Sazonalizada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS\_D<sub>p,j</sub> é a Degradação da Garantia Física Sazonalizada em função da operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

40. O Fator de Operação Comercial Ajustado, que será aplicado na Garantia Física Sazonalizada, corresponde à Operação Comercial do agente baseada na Sazonalização, além dos ajustes de meses anteriores, ponderado na curva de sazonalização dos meses seguintes:

$$F\_COM\_GF\_AJU_{p,j} = 1 - \frac{GFIS\_D_{p,j}}{\left(\frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m}\right)}$$

Onde:

F\_COM\_GF\_AJU<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS\_D<sub>p,j</sub> é a Degradação da Garantia Física Sazonalizada em função da operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

**Importante:**

Caso o acrônimo QM\_GF\_LAS apresente valor igual a zero ou não apresente valor válido, o acrônimo F\_COM\_GF\_AJU deve assumir o valor igual a "1".

**4.3.2. Dados de Entrada do Ajuste do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física**

|                            | Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro |   |
|----------------------------|--|---|
| QM_GF_LAS <sub>p,m</sub>   | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|                            | Unidade  | MWh   |
|                            | Fornecedor   | Módulo de Garantia Física (ANEXO I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)  |
|                            | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
|                            | <b>Garantia Física</b>                                   |   |
| GF <sub>p</sub>            | Descrição  | Garantia Física definida em ato regulatório   |
|                            | Unidade  | MW médio  |
|                            | Fornecedor   | MME/EPE   |
|                            | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
|                            | <b>Fator de Operação Comercial</b>                       |   |
| F_COMERCIAL <sub>p,j</sub> | Descrição  | Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j" |
|                            | Unidade  | n.a.  |
|                            | Fornecedor   | Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)   |
|                            | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |
|                            | <b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>  |   |
| M_SPD <sub>m</sub>         | Descrição  | Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"  |
|                            | Unidade  | n.a.  |
|                            | Fornecedor   | CCEE  |
|                            | Valores Possíveis  | Positivos   |
|                            | <b>Duração de um Período de Comercialização</b>          |   |
| SPD <sub>m</sub>           | Descrição  | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"   |
|                            | Unidade  | hora  |
|                            | Fornecedor   | CCEE  |
|                            | Valores Possíveis  | 0,5 ou 1  |

**4.3.3. Dados de Saída do Ajuste do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física**

|                             | Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física |   |
|-----------------------------|--|---|
| F_COM_GF_AJU <sub>p,j</sub> | Descrição  | Fator de Operação Comercial Ajustado associado a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|                             | Unidade  | n.a.  |
|                             | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero   |

**4.4. Anexo IV – Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização****Objetivo:**

Determinar o fator de ajuste da Garantia Física sazonalizada para fins do MRE de usinas em fase de motorização.

**Contexto:**

Este anexo aplica-se aos perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A Figura 24 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

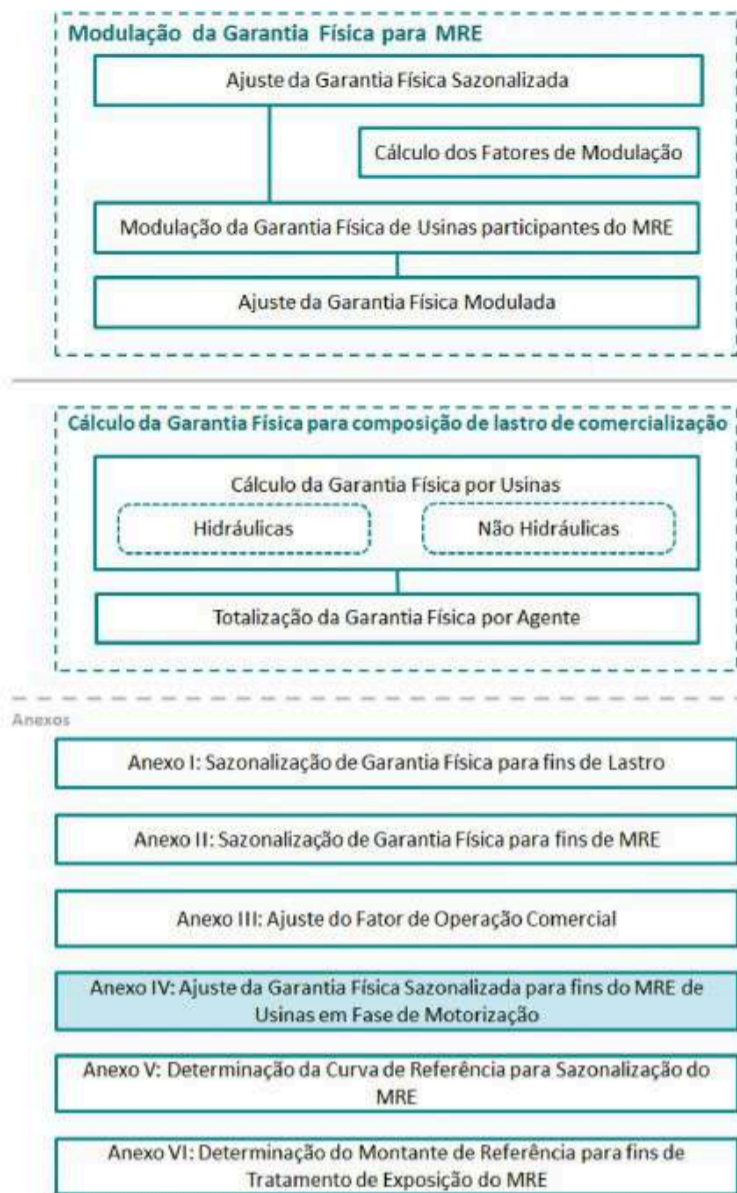


Figura 24: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

#### 4.4.1. Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização

O Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE de usinas em fase de motorização é calculado conforme os seguintes comandos e expressões:

41. Regulamentação específica estabeleceu prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à Usina Hidrelétrica de Itaipu.

42. A regulamentação específica, que estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, tanto para fins de lastro, como para alocação de energia do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, determina que:

42.1. Estabelece que a soma dos valores mensais de garantia física sazonalizada em MWh não pode ser superior ao valor de garantia física anual em MWh. E que a sazonalização para fins de alocação de energia no MRE seguirá o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE para as usinas em fase de motorização durante o ano de referência, devendo ser compatível com o montante de garantia física das unidades geradoras instaladas.

43. De modo a assegurar que usinas em fase de motorização tenham, no ano de referência, o montante de energia correspondente à sua garantia física proporcional à parcela da usina em operação comercial, é necessário calcular um ajuste. Isso ocorre porque a curva de sazonalização de garantia física para o MRE em um determinado ano é definida com base em um fator de sazonalização que representa a curva das demais usinas participantes do MRE, multiplicada por um fator comercial.

44. Portanto, o acréscimo de garantia física para o ano de referência correspondente a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora da usina é calculado conforme as seguintes expressões:

Se ocorrer a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora no mês de apuração "m" e se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina "p" conter informações referentes à Garantia Física de Motorização, então:

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = (GFIS\_MOT_{p,n} - GFIS\_MOT_{p,n-1}) * FC\_MRE_{p,f-1} * \sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}$$

Se ocorrer a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora no mês de apuração "m" e se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina "p" **Não** conter informações referentes à Garantia Física de Motorização e se,

$$TOGU_{p,j} \leq NUB_p$$

Então:

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = GF\_MRE_{p,f-1} * \min\left(1; \frac{CAP_{i,j}}{CAP_{A,p,m}}\right) * \sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}$$

Caso contrário:

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = 0$$

Onde:

$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física de uma nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial

$FC\_MRE_{p,f-1}$  é o Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

$HORAS\_VIG_{p,i,m}$  é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GF\_MRE_{p,f-1}$  é Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina "p"

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

$CAP_{A,p,m}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m" em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

"j" corresponde ao período de comercialização em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i" entrou em operação comercial, da parcela de usina "p"

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

**Importante:**

Caso a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora ocorra na metade de um determinado mês, a quantidade horas para compor o acréscimo de garantia física em operação comercial deverá ser considerado de forma proporcional no mês, a partir do início de vigência da operação comercial até o final do ano de referência.

Caso ocorra a entrada em operação de mais de uma unidade geradora no mesmo período de comercialização os acrônimos AC\_GFIS\_SAZ<sub>p,i,m</sub> e HORAS\_VIG<sub>p,i,m</sub> serão vinculados ao ponto de medição associado a unidade geradora que for identificada como sendo a última a entrar em operação na hora. Ou seja, o ponto de medição "i" será o associado a última unidade geradora que entrou em operação comercial no período de comercialização.

44.1. O montante de garantia física correspondente a nova unidade geradora em operação comercial deve ser sazonalizado seguindo o perfil de sazonalização das usinas participantes do MRE. Além de respeitar o perfil de sazonalização das usinas do MRE, é preciso garantir que a sazonalização seja proporcional ao intervalo a partir da data em que a nova unidade geradora entrou em operação comercial até o final do ano de referência, conforme os seguintes comandos e expressões:

44.1.1. O fator de sazonalização da garantia física média sazonalizada para o MRE é apurado a partir da vigência da operação comercial da nova unidade geradora até o final do ano de referência, conforme a seguinte expressão:

Se  $\sum_{m \in MXOPCOM} GF\_SAZ\_MED_m > 0$ , então:

$$F\_SAZ\_MED_{p,i,m} = \frac{GF\_SAZ\_MED_m}{\sum_{m \in MXOPCOM} GF\_SAZ\_MED_m}$$

Caso contrário:

$$F\_SAZ\_MED_{p,i,m} = 1$$

Onde:

$F\_SAZ\_MED_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física Média para a parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

$GF\_SAZ\_MED_m$  é Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m", em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

44.1.2. O Fator de proporção de horas de vigência a partir da data de entrada em operação comercial da nova unidade geradora até o final do ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m} = \frac{HORAS\_VIG_{p,i,m}}{\sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}}$$

Onde:

$F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Proporção de Horas de Vigência para a parcela de usina "p", a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

$HORAS\_VIG_{p,i,m}$  é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m" em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

44.2. O Fator de sazonalização da garantia física da nova unidade geradora em operação comercial da usina em fase de motorização no ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m} = \frac{(F\_SAZ\_MED_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}{\sum_{m \in MXOPCOM} (F\_SAZ\_MED_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}$$

Onde:

$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física em Operação Comercial para o MRE da parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

$F\_SAZ\_MED_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física Média para a parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

$F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de proporção de horas de vigência para a parcela de usina "p", a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m" em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

44.3. O Acréscimo de garantia física sazonalizado de novas unidades geradoras em operação comercial é calculado conforme a seguinte expressão:

$$AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m} = AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} * F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$$

Onde:

$AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física de uma nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física em Operação Comercial para o MRE da parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

"i" é o ponto de medição associado a nova máquina em operação comercial

45. O Fator que representa o conjunto de unidades geradoras em operação comercial da usina no seu primeiro período de comercialização no ano de referência, anterior a entrada em operação comercial de novas unidades geradoras, é calculado conforme as seguintes expressões:

Se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina "p" conter informações referentes à Garantia Física de Motorização, então:

$$F\_OPS\_ANT_{p,f} = \frac{GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p}$$

Caso contrário:

$$F\_OPS\_ANT_{p,f} = \min \left( 1; \frac{\sum_{l \in PMAQS} CAP_{l,f}}{CAP_{A_{p,m}}} \right)$$

Onde:

$F\_OPS\_ANT_{p,f}$  é o Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina "p"

$CAP_{l,f}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição "i" das unidades geradoras associadas à parcela de usina "p" no período de comercialização "j"

$CAP_{A_{p,m}}$  é a Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"

"PMAQS" é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina "p", no seu primeiro período de comercialização no ano de referência

"j" corresponde ao primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p"

"n" corresponde as unidades geradoras em operação comercial da parcela de usina

**Importante:**

Para usinas que comecem suas atividades de comercialização durante o ano de referência o  $F\_OPS\_ANT$  deverá ser calculado considerando as unidades geradoras que estiverem em operação comercial no seu primeiro período de comercialização no ano de referência (momento da sazonalização de Garantia Física para fins do MRE dessas usinas).

**4.4.2. Dados de Entrada do Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização**

| <b>Capacidade Instalada</b>  |                   |   |
|--|-------------------|---|
| <b>CAP<sub>ij</sub></b>  | Descrição         | Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | MW  |
|  | Fornecedor        | Cadastro do Sistema Elétrico  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Capacidade Instalada Total Ajustada da usina</b>  |                   |   |
| <b>CAP<sub>A<sub>p,m</sub></sub></b>   | Descrição         | Capacidade Instalada Total Ajustada da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MW  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Garantia Física</b>   |                   |   |
| <b>GF<sub>p</sub></b>  | Descrição         | Garantia Física definida em ato regulatório   |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Fornecedor        | MME/EPE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas</b>  |                   |   |
| <b>GF<sub>SAZ_MED<sub>m</sub></sub></b>  | Descrição         | Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Garantia Física de Motorização</b>  |                   |   |
| <b>GFIS<sub>MOT<sub>p,n</sub></sub></b>  | Descrição         | Garantia Física Média no período de motorização "n" < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina "p", referente às "n" Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório   |
|  | Unidade           | MWh/h   |
|  | Fornecedor        | MME/ANEEL/EPE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora</b>   |                   |   |
| <b>HORAS_VIG<sub>p,i,m</sub></b>   | Descrição         | Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | hora  |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Fator de Contribuição ao MRE</b>  |                   |   |
| <b>FC<sub>MRE<sub>p,f-1</sub></sub></b>  | Descrição         | Fator de Contribuição ao MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"  |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Garantia Física de Sazonalização do MRE</b>   |                   |   |
| <b>GF<sub>MRE<sub>p,f-1</sub></sub></b>  | Descrição         | Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"   |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>4.4.3. Dados de Saída do Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização</b> |                   |   |
| <b>Acréscimo de Garantia Física de uma nova unidade geradora em Operação Comercial</b>                                       |                   |   |
| <b>AC_GFIS<sub>MOT<sub>p,i,m</sub></sub></b>   | Descrição         | Acréscimo de Garantia Física de uma nova unidade geradora em Operação Comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial</b>                              |                   |   |
| <b>AC_GFIS<sub>SAZ<sub>p,i,m</sub></sub></b>   | Descrição         | Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão da Usina</b>  |                   |   |
| <b>F<sub>OPS_ANT<sub>p,f</sub></sub></b>   | Descrição         | Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Proporção de Horas de Vigência</b>   |                   |   |
| <b>F<sub>HORAS_OP<sub>COM<sub>p,i,m</sub></sub></sub></b>  | Descrição         | F <sub>HORAS_OP<sub>p,i,m</sub></sub> Fator de proporção de horas de vigência para a parcela de usina "p", a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**4.5. Anexo V – Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE****Objetivo:**

Determinar a curva de referência para sazonalização da Garantia Física para as usinas participantes do MRE.

**Contexto:**

Este anexo aplica-se aos perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A Figura 25 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

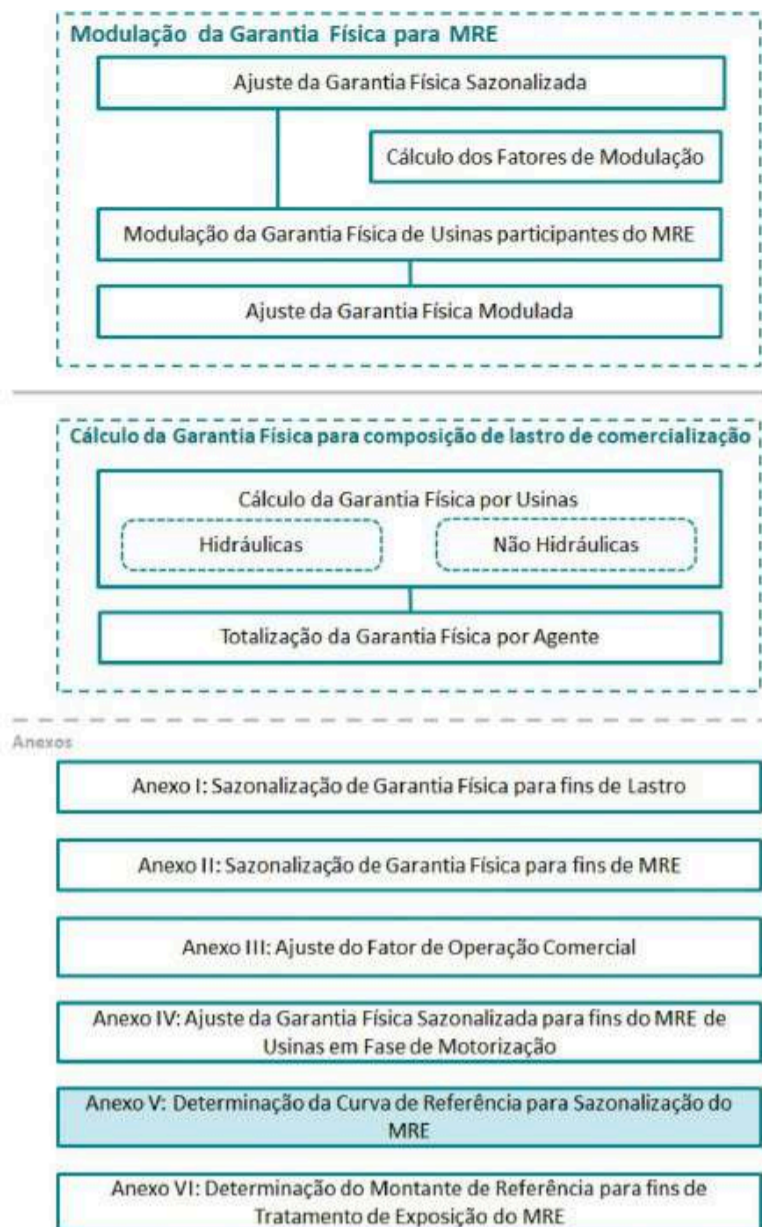


Figura 25: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

#### 4.5.1. Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE

A Curva de Referência para Sazonalização do MRE é calculada conforme os seguintes comandos e expressões:

46. A Resolução Normativa nº 899/2020 estabelece que para o período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2022 e dezembro de 2026, os valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE devem constar do intervalo entre 80% (oitenta por cento) e 120% (cento e vinte por cento) do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física, exceto para as usinas cujos proprietários optaram em seguir a média de sazonalização da garantia física do MRE.

47. A Resolução Normativa nº 898/2020 estabelece que, para o período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2021 e dezembro de 2026, as usinas cujos proprietários optaram em seguir a média de sazonalização da garantia física do MRE terão direito ao alívio de exposições até o limite da garantia física sazonalizada conforme o perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física.

48. Desta forma, é necessário se determinar a média da geração das usinas participantes do MRE dos últimos cinco anos, tanto para a realização do processo de sazonalização da garantia física do MRE a partir do ano de 2022, como para o tratamento do alívio das exposições a partir da contabilização de janeiro de 2021.

49. O cálculo da Geração Média Mensal do MRE deve ocorrer conforme prazos estabelecidos em Procedimentos de Comercialização, utilizando as informações dos últimos cinco anos dos meses contabilizados e certificados.

50. Portanto, média de geração mensal do MRE dos últimos cinco anos é calculada conforme a seguinte expressão:

$$MED\_GMRE_m = \frac{\sum_{m \in 5mf} T\_GMRE_m}{\sum_{m \in 5mf} M\_HORAS_m}$$

Onde:

MED\_GMRE<sub>m</sub> é a Média Mensal de Geração do MRE no horizonte de 5 anos referente ao mês de apuração "m"

T\_GMRE<sub>m</sub> é a Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração "m"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"5mf" é o conjunto dos meses "m" contabilizados e certificados pertencentes aos últimos cinco anos nos quais deve-se buscar a geração total do MRE referente ao mês "m" de cada ano civil

#### Importante:

O cálculo da média mensal de geração do MRE ocorre utilizando os dados contabilizados e certificados da geração do MRE dos últimos 5 anos disponíveis no momento do cálculo.

Exemplo 1: Supondo o cálculo realizado em novembro do ano de 2021 para o mês de janeiro de 2022. Para este caso, devem ser considerados as informações de geração total do MRE (T\_GMRE) de janeiro/17, janeiro/18, janeiro/19, janeiro/20 e janeiro/21; pois esses meses foram contabilizados e certificados.

Exemplo 2: Supondo o cálculo realizado em novembro do ano de 2021 para o mês de dezembro de 2022. Neste caso, devem ser considerados as informações de geração total do MRE (T\_GMRE) de dezembro/16, dezembro/17, dezembro/18, dezembro/19 e dezembro/20; pois esses meses foram contabilizados e certificados.

Embora a curva com base na média da geração mensal do MRE só seja utilizada para o processo de sazonalização a partir de 2022, para o ano de 2021 há necessidade de calcular esta geração para poder se determinar o limite de direito ao alívio de exposições da alocação do MRE, sendo que este cálculo será realizado durante o ano de 2021, após a aprovação das regras de comercialização.

51. A Geração Média do MRE que é utilizada como base para definir a curva de referência do MRE das usinas que optarem por sazonalizar a GF; também é utilizada como referência para o tratamento de alívio de exposições para as usinas cujos proprietários optaram em seguir a média de sazonalização da garantia física do MRE.

52. Desta forma, a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização Preliminar do MRE é determinada conforme a curva de geração média do MRE dos últimos cinco anos, a partir da seguinte expressão:

$$QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m} = GF\_MRE_{p,f-1} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m * F\_REF\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

GF\_MRE<sub>p,f-1</sub> é Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

F\_REF\_SAZ\_MRE\_P<sub>m</sub> é o Fator de Referência de Sazonalização Ponderado do MRE da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

#### Importante:

O cálculo da Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização Preliminar do MRE é realizado no momento do processo de sazonalização da garantia física (ex-ante) ou quando uma nova usina faça adesão ao MRE.

Para as usinas com revisões de Garantia Física em meses posteriores a janeiro, o acrônimo QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE assumirá o valor do último QM\_GF\_REF\_MRE calculado.

52.1. O Fator de Referência de Sazonalização Ponderado do MRE conforme curva de geração do MRE dos últimos cinco anos, utilizado para definir a curva de referência de sazonalização de garantia física para fins do MRE, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_REF\_SAZ\_MRE\_P_{p,m} = \frac{F\_REF\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMPVA} F\_REF\_SAZ\_MRE_m}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

F\_REF\_SAZ\_MRE\_P<sub>p,m</sub> é o Fator de Referência de Sazonalização Ponderado do MRE da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F\_REF\_SAZ\_MRE<sub>m</sub> é o Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

"CMPVA" é o conjunto de meses "m", a partir da data em que a parcela de usina "p", entrou em operação comercial no ano, ou teve início ou término de concessão

#### Importante:

O cálculo do Fator de Referência de Sazonalização Ponderado do MRE é realizado no momento do processo de sazonalização da garantia física (ex-ante) ou quando uma nova usina faça adesão ao MRE.

52.1.1. O Fator de Referência de Sazonalização do MRE é determinado a partir da seguinte expressão:

$$F\_REF\_SAZ\_MRE_m = \frac{MED\_GMRE_m * M\_HORAS_m}{\sum_{m \in f} (MED\_GMRE_m * M\_HORAS_m)}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

F\_REF\_SAZ\_MRE<sub>m</sub> é o Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

MED\_GMRE<sub>m</sub> é a Média de Geração Mensal do MRE dos 5 Anos anteriores ao mês de apuração "m"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

m\* representa o mês pertencente ao ano de vigência da garantia física sazonalizada

53. O Limite Máximo para Sazonalização da GF do MRE, valor que representa o máximo valor de Garantia Física do MRE que o proprietário de uma usina pode sazonalizar para um determinado mês, é obtido a partir da seguinte expressão:

$$LIM\_MAX\_SAZ\_MRE_{p,m} = LIM\_MAX\_GF_m * QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

LIM\_MAX\_SAZ\_MRE<sub>p,m</sub> é o Limite Máximo para Sazonalização da GF do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

LIM\_MAX\_GF<sub>m</sub> é o Limite Máximo de Garantia Física do MRE no mês de apuração "m"

QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

54. O Limite Mínimo para Sazonalização do MRE, valor que representa o mínimo valor de Garantia Física do MRE que o proprietário de uma usina deve sazonalizar para um determinado mês, é obtido a partir da seguinte expressão:

$$LIM\_MIN\_SAZ\_MRE_{p,m} = LIM\_MIN\_GF_m * QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

LIM\_MIN\_SAZ\_MRE<sub>p,m</sub> é o Limite Mínimo para Sazonalização da GF do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

LIM\_MIN\_GF<sub>m</sub> é o Limite Mínimo de Garantia Física do MRE no mês de apuração "m"

QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

#### Importante:

Os valores dos acrônimos LIM\_MAX\_GF e LIM\_MIN\_GF são definidos pela ANEEL, sendo que inicialmente define-se o valor de 1,2 para o LIM\_MAX\_GF, e de 0,8 para o LIM\_MIN\_GF.

Os valores dos limites máximo e mínimo para sazonalização da garantia física do MRE devem ser calculados e divulgados previamente aos agentes, antes do prazo definido em Procedimento de Comercialização para a realização da sazonalização da garantia física do MRE.

55. A sazonalização de referência da parcela de aumento ou redução de Garantia Física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, será calculada conforme o perfil de geração média do MRE dos últimos cinco anos, de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF\_REF\_GF\_MRE_{p,m} = \left( (GFPOS_p - GFANT_p) * \sum_{m \in CMNGFF} M\_SPD_m * \frac{F\_REF\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMNGFF} F\_REF\_SAZ\_MRE_m} \right) + ADDC\_DIF\_REF\_GF\_MRE_{p,m}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

DIF\_REF\_GF\_MRE<sub>p,m</sub> é a Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

GFANT<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

GFPOS<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

F\_REF\_SAZ\_MRE<sub>m</sub> é o Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"

ADDC\_DIF\_REF\_GF\_MRE<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"CMNGFF" é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

**Importante:**

Para as usinas com revisões de Garantia Física durante um determinado mês de comercialização, a diferença correspondente a um aumento ou redução de Garantia Física será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização da média de geração dos últimos cinco anos do MRE, respeitando a proporcionalidade de horas de cada mês.

▪ **Determinação da Quantidade de GF de Referência de Sazonalização do MRE**

56. A Quantidade de GF de Referência de Sazonalização do MRE é determinada a partir da seguinte expressão:

$$QM\_GF\_REF\_MRE_{p,m} = QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m} + DIF\_REF\_GF\_MRE_{p,m} + ADDC\_QM\_GF\_REF_{p,m} \\ \forall m \in f$$

Onde:

$QM\_GF\_REF\_MRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_REF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ADDC\_QM\_GF\_REF_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

**4.5.2. Dados de Entrada da Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE**

| <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE</b> |                   |   |
|--|-------------------|---|
| <b>ADDC_DIF_REF_GF_MRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência</b>  |                   |   |
| <b>ADDC_QM_GF_REF<sub>p,m</sub></b>  | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| <b>Garantia Física de Sazonalização do MRE</b>   |                   |   |
| <b>GF_MRE<sub>p,f-1</sub></b>  | Descrição         | Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"   |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Garantia Física Anterior a alteração de Garantia Física</b>   |                   |   |
| <b>GFANT<sub>p</sub></b>   | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física  |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Garantia Física Posterior a alteração de Garantia Física</b>  |                   |   |
| <b>GFPOS<sub>p</sub></b>   | Descrição         | Garantia Física da parcela de usina "p", posterior ao aumento ou redução de Garantia Física   |
|  | Unidade           | MW médio  |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Limite Máximo de Garantia Física do MRE</b>   |                   |   |
| <b>LIM_MAX_GF</b>  | Descrição         | Limite Máximo de Garantia Física do MRE, no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | ANEEL   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Limite Mínimo de Garantia Física do MRE</b>   |                   |   |
| <b>LIM_MIN_GF</b>  | Descrição         | Limite Mínimo de Garantia Física do MRE, no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | ANEEL   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Quantidade de Horas no Mês</b>  |                   |   |
| <b>M_HORAS<sub>m</sub></b>   | Descrição         | Quantidade de Horas no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | hora  |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>  |                   |   |
| <b>M_SPD<sub>m</sub></b>   | Descrição         | Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | CCEE  |
|  | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE</b>   |                   |   |
| <b>T_GMRE<sub>m</sub></b>  | Descrição         | Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Fator de Modulação)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Referência de Sazonalização do MRE</b>   |                   |   |
| <b>F_REF_SAZ_MRE<sub>m</sub></b>   | Descrição         | Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**4.5.3. Dados de Saída da Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE**

| <b>Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE</b> |                   |   |
|--|-------------------|---|
| <b>DIF_REF_GF_MRE<sub>p,m</sub></b>  | Descrição         | Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m" |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Referência de Sazonalização do MRE</b>   |                   |   |
| <b>F_REF_SAZ_MRE<sub>m</sub></b>   | Descrição         | Fator de Referência de Sazonalização do MRE no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Limite Máximo para Sazonalização da GF do MRE</b>   |                   |   |
| <b>LIM_MAX_SAZ_MRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Limite Máximo para Sazonalização da GF do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Limite Mínimo para Sazonalização da GF do MRE</b>   |                   |   |
| <b>LIM_MIN_SAZ_MRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Limite Mínimo para Sazonalização da GF do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Média Mensal de Geração do MRE</b>  |                   |   |
| <b>MED_GMRE<sub>m</sub></b>  | Descrição         | Média Mensal de Geração do MRE no horizonte de 5 anos referente ao mês de apuração "m"  |
|  | Unidade           | MWmédio   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE</b>  |                   |   |
| <b>QM_GF_REF_MRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar</b>                                 |                   |   |
| <b>QM_GF_REF_MRE_PRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"                                |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

**4.6. Anexo VI – Determinação do Montante de Referência para fins de Tratamento de Exposição do MRE****Objetivo:**

Determinar o montante de referência para tratamento do alívio das exposições do MRE das usinas cujo perfil de sazonalização da garantia física segue a sazonalização das usinas dos proprietários que optaram pela sazonalização.

**Contexto:**

Este anexo aplica-se aos perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A Figura 26 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

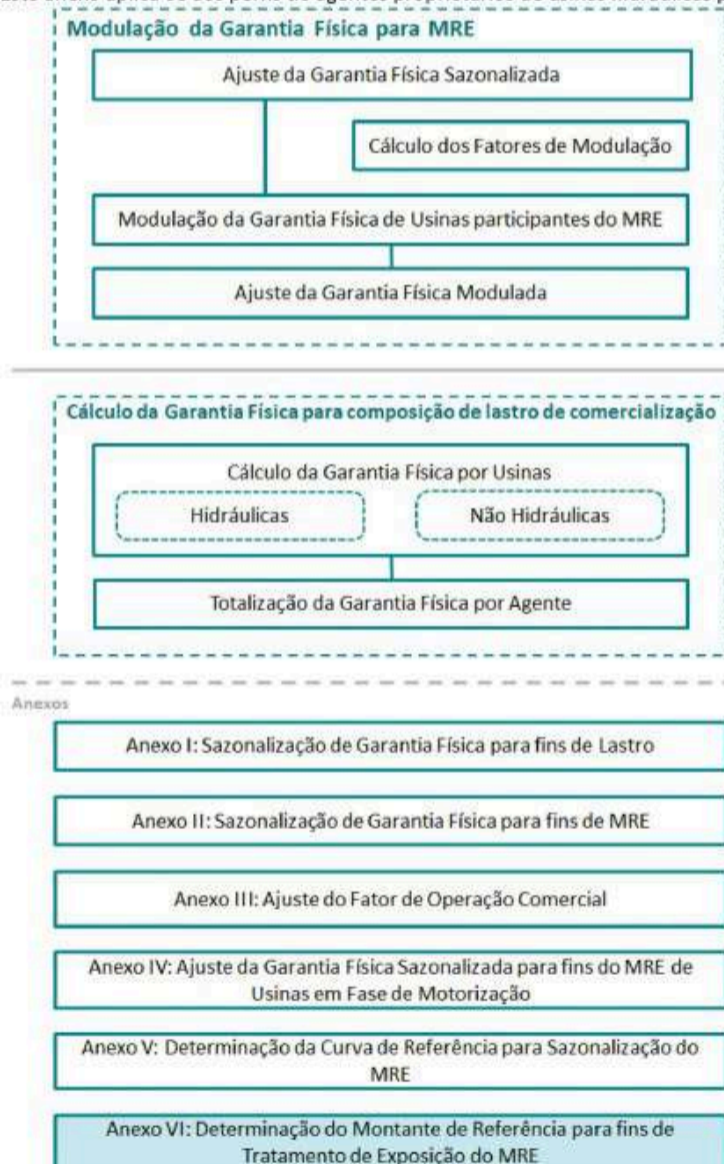


Figura 26: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Garantia Física"

**4.6.1. Determinação do Montante de Referência para fins de Tratamento de Exposição do MRE**

57. A Resolução Normativa nº 898/2020 estabelece que, para o período entre as operações de contabilização de energia referentes a janeiro de 2021 e dezembro de 2026, as usinas cujos proprietários optaram em seguir a média de sazonalização da garantia física do MRE terão direito ao alívio de exposições até o limite da garantia física sazonalizada conforme o perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores ao de vigência da sazonalização da garantia física.

58. Desta forma, é necessário modular e referenciar ao centro de gravidade o montante de garantia física das usinas sazonalizado, conforme o perfil da média de geração do MRE dos últimos 5 anos, conforme as linhas de comando seguintes.

59. A Garantia Física de Referência no período de comercialização é determinada pela garantia física sazonalizada de referência, considerando um ajuste que reflete qual a parcela da usina que efetivamente se encontra em operação comercial. Dessa forma:

Se a usina estiver motorizada no primeiro período de comercialização no ano de referência, então:

$$MGFIS\_REF_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_REF\_MRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Caso contrário, se a usina estiver em fase de motorização no ano de referência, então:

$$MGFIS\_REF_{p,j} = \left( \left( \frac{QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_OPS\_ANT_{p,j} + \left( \frac{DIF\_REF\_GF\_MRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) + \sum_{i \in P} \left( \frac{AC\_GFIS\_SAZ\_REF_{p,i,m} + ADDC\_MOT\_REF_{p,i,m}}{HORAS\_VIG_{p,i,m} + ADDC\_HORAS\_MOT_{p,i,m}} \right) * SPD_m \right) * (1 - F\_SUSPENSA_{p,j})$$

Onde:

MGFIS\_REF<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Referência proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QM\_GF\_REF\_MRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QM\_GF\_REF\_MRE\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_OPS\_ANT<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "j"

DIF\_REF\_GF\_MRE<sub>p,m</sub> é a Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

AC\_GFIS\_SAZ\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Acréscimo de Garantia Física Sazonalizado de referência da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

ADDC\_MOT\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada de referência correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

HORAS\_VIG<sub>p,i,m</sub> é a quantidade de Horas da Vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

ADDC\_HORAS\_MOT<sub>p,i,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"

SPD<sub>m</sub> é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

F\_SUSPENSA<sub>p,j</sub> é o Fator de Suspensão da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

59.1. O Acréscimo de Garantia Física Sazonalizado de Referência de novas unidades geradoras em operação comercial é calculado conforme a seguinte expressão:

$$AC\_GFIS\_SAZ\_REF_{p,i,m} = AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} * F\_SAZ\_OPCOM\_REF_{p,i,m}$$

Onde:

AC\_GFIS\_SAZ\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Acréscimo de Garantia Física Sazonalizado de referência da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

AC\_GFIS\_MOT<sub>p,i,m</sub> é o Acréscimo de Garantia Física de uma nova unidade geradora em Operação Comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F\_SAZ\_OPCOM\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Fator de Sazonalização da Garantia Física em Operação Comercial de Referência para o MRE da parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

"i" é o ponto de medição associado a nova máquina em operação comercial

59.2. O Fator de Sazonalização da Garantia Física da nova unidade geradora em Operação Comercial de Referência da usina em fase de motorização no ano de referência, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_OPCOM\_REF_{p,i,m} = \frac{(F\_SAZ\_MED\_REF_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}{\sum_{m \in MXOPCOM} (F\_SAZ\_MED\_REF_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}$$

Onde:

F\_SAZ\_OPCOM\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Fator de Sazonalização da Garantia Física em Operação Comercial de Referência para o MRE da parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

F\_SAZ\_MED\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Fator de Sazonalização da Garantia Física Média de Referência para a parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

F\_HORAS\_OPCOM<sub>p,i,m</sub> é o Fator de proporção de horas de vigência para a parcela de usina "p", a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m" em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e, possui como fim o último mês do ano de referência

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

59.2.1. O Fator de Sazonalização da Garantia Física Média de Referência para o MRE é apurado a partir da vigência da operação comercial da nova unidade geradora até o final do ano de referência, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_MED\_REF_{p,i,m} = \frac{MED\_GMRE_m}{\sum_{m \in MXOPCOM} MED\_GMRE_m}$$

Onde:

F\_SAZ\_MED\_REF<sub>p,i,m</sub> é o Fator de Sazonalização da Garantia Física Média de Referência para a parcela de usina "p", da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"

MED\_GMRE<sub>m</sub> é a Média de Geração Mensal do MRE dos 5 Anos anteriores ao mês de apuração "m"

"MXOPCOM" é o conjunto de meses com início no mês de apuração "m", em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", entrou em operação comercial e, possui como fim o último mês do ano de referência

"i" é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

60. A garantia física de referência em operação comercial sazonalizada em: (i) um conjunto de períodos de comercialização até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras; ou (ii) da revisão da garantia física; ou (iii) da entrada da usina no MRE, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MGFIS\_B\_REF_{p,b,m} = \sum_{j \in CJPB} (MGFIS\_REF_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j}) + F\_PDI\_GF_{p,j-1}$$

Onde:

MGFIS\_B\_REF<sub>p,b,m</sub> é a Garantia Física de Referência de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco "b", limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

MGFIS\_REF<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Referência proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_PRC\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F\_PDI\_GF<sub>p,j-1</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "j-1"

"CJPB" é o conjunto de períodos de comercialização "j": (i) até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras; ou (ii) da revisão da garantia física; ou (iii) da entrada da parcela de usina "p" no MRE, no bloco de períodos de comercialização "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

61. A Garantia Física de Referência Modulada é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física de referência de um bloco, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS\_1\_REF_{p,j} = MGFIS\_B\_REF_{p,b,m} * F\_MRE\_P_{p,j} \quad \forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS\_1\_REF<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada de Referência da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

MGFIS\_B\_REF<sub>p,b,m</sub> é a Garantia Física de Referência de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco "b", limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

F\_MRE\_P<sub>p,j</sub> é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o Conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

62. O Montante de Referência para Alívio do MRE de usinas que tenham optado pela sazonalização da garantia física para fins de alocação do MRE a partir da sazonalização média da garantia física do MRE é determinada pela seguinte expressão:

$$MONT\_REF\_TEX\_MRE_{p,j} = GFIS\_1\_REF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_DISP_{p,m} \quad \forall p \in PMRE$$

Onde:

MONT\_REF\_TEX\_MRE<sub>p,j</sub> é o Montante de Referência para Tratamento de Exposição do MRE da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

GFIS\_1\_REF<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada de Referência da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", no período de comercialização "j"

F\_DISP<sub>p,m</sub> é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"PMRE" é o Conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### 4.6.2. Dados de Entrada da Determinação do Montante de Referência para fins de Tratamento de Exposição do MRE

| <b>Acréscimo de Garantia Física de uma nova unidade geradora em Operação Comercial</b>  |                   |   |
|---|-------------------|---|
| <b>AC_GFIS_MOT<sub>p,i,m</sub></b>  | Descrição         | Acréscimo de Garantia Física de uma nova unidade geradora em Operação Comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada</b> |                   |   |
| <b>ADDC_MOT<sub>p,i,m</sub></b>   | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m" |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| <b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas</b>          |                   |   |
| <b>ADDC_HORAS_MOT<sub>p,i,m</sub></b>   | Descrição         | Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"          |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | CCEE  |
|   | Valores Possíveis | Positivos, Negativo ou Zero   |
| <b>Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE</b>      |                   |   |
| <b>DIF_REF_GF_MRE<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Diferença de Referência entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos   |
| <b>Fator de Operação Comercial</b>  |                   |   |
| <b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>  | Descrição         | Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Disponibilidade</b>   |                   |   |
| <b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Proporção de Horas de Vigência</b>  |                   |   |
| <b>F_HORAS_OP<sub>p,i,m</sub></b>   | Descrição         | F_HORAS_OP <sub>p,i,m</sub> Fator de proporção de horas de vigência para a parcela de usina "p", a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição "i", no mês de apuração "m"                   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator Ponderado de Modulação do MRE</b>  |                   |   |
| <b>F_MRE_P<sub>p,j</sub></b>  | Descrição         | Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina "p", por período de comercialização "j" e a geração total dessas usinas no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Fatores de Modulação)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão</b>  |                   |   |
| <b>F_OPS_ANT<sub>p,f</sub></b>  | Descrição         | Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>  |                   |   |
| <b>F_PRC_GF<sub>p,i</sub></b>   | Descrição         | Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>  |                   |   |
| <b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>   | Descrição         | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <b>Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina</b>   |                   |   |
| <b>F_SUSPENSA<sub>p,j</sub></b>   | Descrição         | Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial e Suspensão)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>HORAS_VIG<sub>p,i,m</sub></b>   | <b>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora</b>             |  |
|  | Descrição  | Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | hora   |
|  | Fornecedor   | CCEE   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos  |
| <b>GMED_MRE<sub>m</sub></b>  | <b>Geração Média do MRE</b>  |  |
|  | Descrição  | Geração Média do MRE, no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | MW médio   |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MED_GMRE<sub>m</sub></b>  | <b>Média Mensal de Geração do MRE</b>  |  |
|  | Descrição  | Média Mensal de Geração do MRE no horizonte de 5 anos referente ao mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | MWmédio  |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>M_SPD<sub>m</sub></b>   | <b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>                                      |  |
|  | Descrição  | Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"   |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | CCEE   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos  |
| <b>QM_GF_REF_MRE<sub>p,m</sub></b>   | <b>Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE</b>            |  |
|  | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | MWh  |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>QM_GF_REF_MRE_PRE<sub>p,m</sub></b>   | <b>Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar</b> |  |
|  | Descrição  | Quantidade Mensal de Garantia Física de Referência de Sazonalização do MRE Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | MWh  |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>   | <b>Duração de um Período de Comercialização</b>  |  |
|  | Descrição  | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"  |
|  | Unidade  | hora   |
|  | Fornecedor   | CCEE   |
|  | Valores Possíveis  | 0,5 ou 1   |
| <b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>   | <b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>  |  |
|  | Descrição  | Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1 |
|  | Unidade  | n.a.   |
|  | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>4.6.3. Dados de Saída da Determinação do Montante de Referência para fins de Tratamento de Exposição do MRE</b> |  |  |
| <b>MONT_REF_TEX_MRE<sub>p,j</sub></b>  | <b>Montante de Referência para Tratamento de Exposição do MRE</b>                            |  |
|  | Descrição  | Montante de Referência para Tratamento de Exposição do MRE da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade  | MWh  |
|  | Fornecedor   | Garantia Física (Anexo IV - Determinação da Curva de Referência para Sazonalização do MRE)   |
|  | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |

**Repasso do Risco Hidrológico do ACR****1. Introdução**

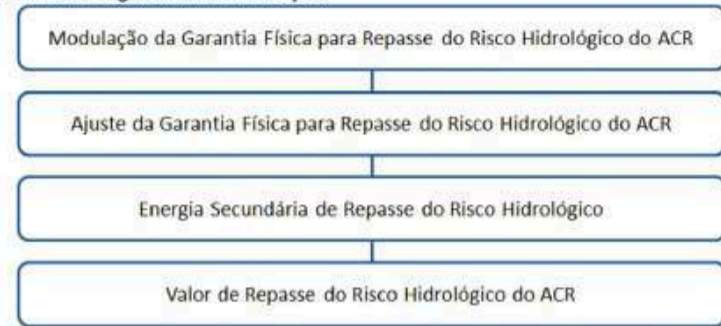
A Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

Em regulamentação específica estão os critérios de anuência e as condições para a repactuação do risco hidrológico, tanto para o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, como para o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No ACR, a regulamentação específica estabelece como elegíveis ao processo de repactuação as usinas que detenham contratos de venda vinculados à usina para concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, limitada à garantia física da usina no centro de gravidade ou a quantidade de energia dos contratos de venda.

**1.1. Conceitos Básicos****1.1.1. O Esquema Geral**

O módulo "Repasso do Risco Hidrológico do ACR", esquematizado na Figura 2, apresenta as etapas de cálculos necessários para determinar o valor que será repassado pelas usinas participantes do MRE aos agentes de distribuição:



Anexo

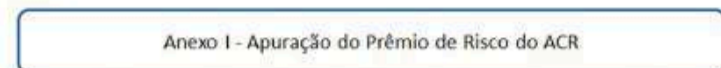


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasso do Risco Hidrológico do ACR"

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo desse documento:

- **Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa calcula o valor da garantia física modulada e referenciada ao centro de gravidade que será utilizado na determinação do valor de risco hidrológico a ser repassado aos agentes de distribuição.
- **Garantia Física Ajustada e de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor da garantia física ajustada a partir de avaliação da performance de geração das usinas do MRE para fins de determinação do valor de repasse do risco hidrológico.
- **Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor da eventual energia secundária existente no sistema e que será considerada no cálculo do valor de repasse do risco hidrológico.
- **Valor de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor financeiro de cada usina do MRE que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR e que será repassado aos agentes de distribuição.
- **Anexo – Apuração do Prêmio de Risco do ACR:** este Anexo atualiza o prêmio de risco de cada parcela de usina que repactuou no ACR e determina, mensalmente, o valor do prêmio que deverá ser aportado, pelos proprietários das usinas, na Conta Bandeiras, como contrapartida pelo repasse do risco aos agentes de distribuição.

**2. Detalhamento das Etapas do Repasse do Risco Hidrológico do ACR**

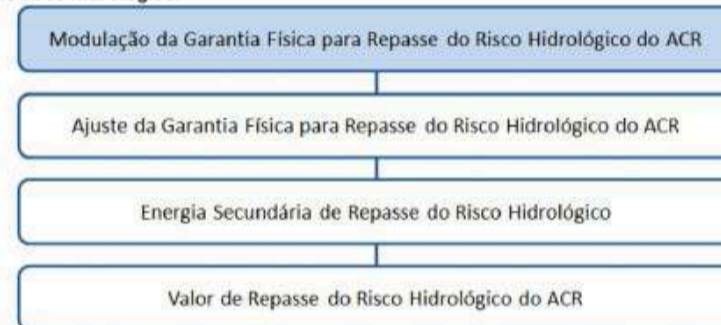
Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Repasso do Risco Hidrológico do ACR", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

**2.1. Modulação da Garantia Física para Repasse do Risco Hidrológico do ACR****Objetivo:**

Determinar a Garantia Física Modulada para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR.

**Contexto:**

Na primeira etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 3, determina-se o valor de garantia física modulada e referido ao centro de gravidade para fins de cálculo do valor de repasse do risco hidrológico.



Anexo

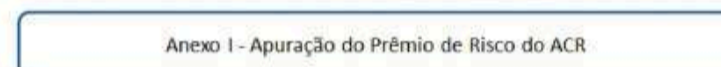


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasso do Risco Hidrológico do ACR"

**2.1.1. Detalhamento da Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR**

O processo de determinação da modulação da garantia física do MRE para fins de cálculo do repasse do risco hidrológico do ACR é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. A Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela garantia física sazonalizada de forma proporcional ao número de horas do mês (sazonalização flat), considerando um ajuste que reflete qual a parcela da usina se encontra efetivamente em operação comercial. Dessa forma:

$$MGFIS\_H\_RRH_{p,j} = GF\_MRE_{p,f-1} * SPD_m * F\_COMERCIAL_{p,j} \\ \forall p \in PMRE$$

Onde:

$MGFIS\_H\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GF\_MRE_{p,f-1}$  é Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"

" $SPD_m$ " duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

**Importante:**

Deve-se utilizar o valor da Garantia Física de Sazonalização do MRE calculado no mês de maio do ano anterior.

2. A garantia física em operação comercial sazonalizada de forma flat em um conjunto de períodos de comercialização até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da usina, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m} = \sum_{j \in CJPB} MGFIS\_H\_RRH_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} \\ \forall p \in PMRE$$

Onde:

$MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco "b", limitado ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

$MGFIS\_H\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

"CJPB" corresponde ao conjunto de períodos de comercialização "j" até e a partir da entrada em operação comercial ou em suspensão de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física da parcela da usina, ou da entrada no MRE da parcela de usina "p", no bloco de períodos de comercialização "b" limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

3. A Garantia Física do MRE de Repasse do Risco Hidrológico Modulada é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física equivalente de cada bloco, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS\_1\_RRH_{p,j} = MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m} * F\_MRE\_P_{p,j} \\ \forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS\_1\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

$MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no bloco "b", limitado ao intervalo de contabilização no mês de apuração "m"

$F\_MRE\_P_{p,j}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

4. A Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada, utilizada no ajuste da garantia física em função da performance de geração das usinas participantes do MRE, é obtida pela seguinte expressão:

$$GFIS\_2\_RRH_{p,j} = (GFIS\_1\_RRH_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_DISP_{p,m} * DISP\_VV_{p,m}) \\ \forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p", participante do MRE, no período de comercialização "j"

$GFIS\_1\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DISP\_VV_{p,m}$  é a Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

### 2.1.2. Dados de Entrada do Processo de Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Fator de Operação Comercial   |                   |   |
|---|-------------------|---|
| <b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>  | Descrição         | Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total no período de comercialização "j"                 |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
|   | <hr/>             |   |
| Fator de Disponibilidade  |                   |   |
| <b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina "p", no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Módulo de Medição Contábil (Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <hr/>   |                   |   |
| Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas |                   |   |
| <b>F_PDI_GF<sub>p,f-1</sub></b>   | Descrição         | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <hr/>   |                   |   |
| Fator Ponderado de Modulação do MRE                                       |                   |   |
| <b>F_MRE_P<sub>p,j</sub></b>  | Descrição         | Relação ponderada entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j", e a geração total dessas usinas no bloco de horas "b" |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Detalhamento do processo de Determinação dos Fatores de Modulação)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <hr/>   |                   |   |
| Garantia Física de Sazonalização do MRE                                   |                   |   |
| <b>GF_MRE<sub>p,f-1</sub></b>   | Descrição         | Garantia Física de Sazonalização do MRE da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"   |
|   | Unidade           | MW médio  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <hr/>   |                   |   |
| Disponibilidade Associada à Vazão Vertida                                 |                   |   |
| <b>DISP_VV<sub>p,m</sub></b>  | Descrição         | Disponibilidade Associada à Vazão Vertida da parcela de usina "p", no mês de referência "m"   |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Anexo V - Cálculo dos Indicadores de Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| <hr/>   |                   |   |
| Duração de um período de comercialização em horas                         |                   |   |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>  | Descrição         | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade           | Hora  |
|   | Fornecedor        | CCEE  |
|   | Valores Possíveis | 0,5 ou 1  |

| Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina |  |
|--|--|
| UXP_GLF <sub>p,j</sub>                         | <p>Descrição: Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF<sub>p,j</sub> é igual a 1</p> <p>Unidade: n.a.</p> <p>Fornecedor: Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Zero</p> |

### 2.1.3. Dados de Saída do Processo de Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada |  |
|---|--|
| GFIS_2_RRH <sub>p,j</sub>   | <p>Descrição: Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Zero</p> |

### 2.2. Ajuste da Garantia Física para Repasse do Risco Hidrológico do ACR

#### Objetivo:

Determinar o valor de garantia física ajustada que será utilizada na determinação do risco hidrológico.

#### Contexto:

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 4, realiza-se o ajuste da garantia física a partir da avaliação da performance de geração das usinas participantes do MRE:

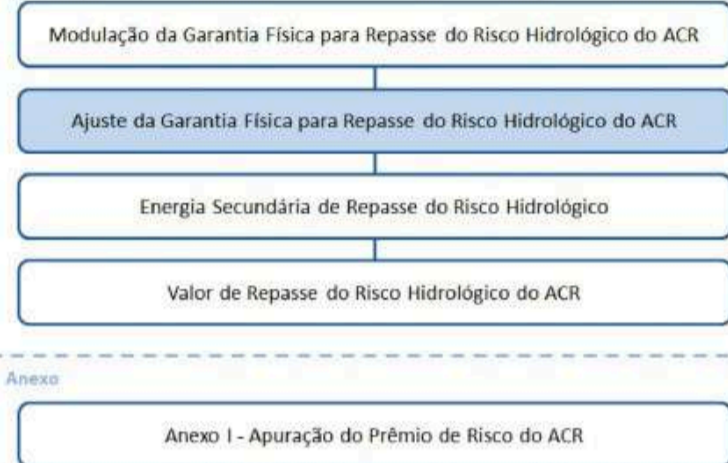


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasse do Risco Hidrológico do ACR"

#### 2.2.1. Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo relativo ao ajuste da garantia física para fins de repasse do risco hidrológico é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5. A Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, definida no período de comercialização, corresponde à garantia física de repasse do risco hidrológico de todas as usinas participantes do MRE, conforme expressão a seguir:

$$GFIS\_RRH_j = \sum_{p \in PMRE} GFIS\_2\_RRH_{p,j}$$

Onde:

GFIS\_RRH<sub>j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

GFIS\_2\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o Conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE

6. O Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Sendo calculado no período de comercialização, o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico sinaliza a existência de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico no período em que é apurado, caso o valor seja superior a um. Do contrário, essa relação resulta no fator de ajuste que deve ser aplicado à garantia física das usinas do MRE para possibilitar a cobertura de geração desses empreendimentos. O Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico é dado pela expressão:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j = \frac{GMRE_j}{GFIS\_RRH_j}$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

GMRE<sub>j</sub> é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"

GFIS\_RRH<sub>j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

7. A aplicação do Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico permite adequar o valor de garantia física do MRE ao total de geração das usinas do MRE. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$GFIS\_3\_RRH_{p,j} = GFIS\_2\_RRH_{p,j} \quad \forall p \in PMRE$$

Caso contrário:

$$GFIS\_3\_RRH_{p,j} = GFIS\_2\_RRH_{p,j} * AJUSTE\_MRE\_RRH_j \quad \forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

GFIS\_2\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

#### 2.2.2. Dados de Entrada do Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada |   |
|---|---|
| GFIS_2_RRH <sub>p,j</sub>   | <p>Descrição: Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina "p" no período de comercialização "j"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico)</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Zero</p> |

| Geração Total das Usinas do MRE |                   |   |
|---------------------------------|-------------------|---|
| GMRE <sub>j</sub>               | Descrição         | Produção total de energia pelas parcelas de usinas "p" integrantes do MRE no período de comercialização "j" |
|                                 | Unidade           | MWh   |
|                                 | Fornecedor        | Garantia Física (Fatores de Modulação)  |
|                                 | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

| Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico |                   |  |
|---|-------------------|--|
| AJUSTE_MRE_RRH <sub>j</sub>                     | Descrição         | Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE calculado no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | n.a.   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

| Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico |                   |  |
|---|-------------------|--|
| GFIS_RRH <sub>p,j</sub>                         | Descrição         | Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

| Garantia Física Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico |                   |  |
|---|-------------------|--|
| GFIS_3_RRH <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | MWh  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

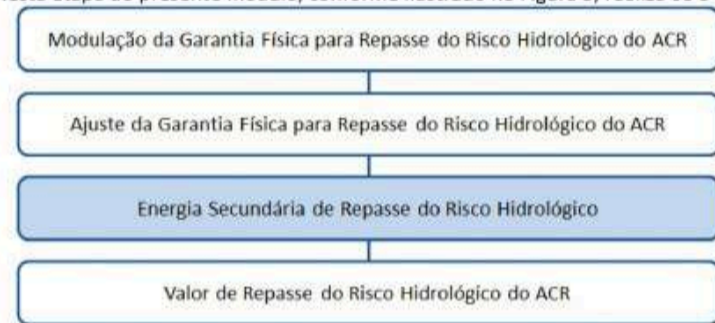
### 2.3. Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

#### Objetivo:

Determinar o valor da eventual energia secundária a ser considerada na determinação do repasse do risco hidrológico.

#### Contexto:

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 5, realiza-se o cálculo da energia secundária que será utilizada na determinação do valor de repasse do risco hidrológico do ACR:



#### Anexo

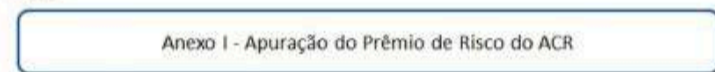


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasse do Risco Hidrológico do ACR"

#### 2.3.1. Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo da energia secundária de repasse do risco hidrológico é composto pelos seguintes comandos e expressões:

8. A existência de Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico em um período de comercialização é comprovada quando o valor do Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período é superior a um. Seu valor equivale à diferença entre a Geração Total Agregada do MRE e a Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico, em um mesmo período de comercialização. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$SEC\_RRH_j = GMRE_j - GFIS\_RRH_j$$

Caso Contrário

$$SEC\_RRH_j = 0$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

SEC\_RRH<sub>j</sub> é a Energia Secundária para fins de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

GMRE<sub>j</sub> é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização "j"

GFIS\_RRH<sub>j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

9. O Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico de cada usina participante do MRE é estabelecido para períodos em que há energia secundária para alocação. O valor de tal direito é definido na proporção da garantia física de repasse do risco hidrológico da usina em relação à garantia física de repasse do risco hidrológico do sistema, conforme apresentado na expressão:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$DSEC\_P\_RRH_{p,j} = SEC\_RRH_j * \frac{GFIS\_3\_RRH_{p,j}}{GFIS\_RRH_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Caso Contrário:

$$DSEC\_P\_RRH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

SEC\_RRH<sub>j</sub> é a Energia Secundária para fins de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

GFIS\_RRH<sub>j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

10. A Sobre de Geração do MRE para Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado corresponde ao excesso de geração das usinas do MRE em relação à garantia física ajustada de repasse do risco hidrológico. Portanto:

$$SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j} = \max \left[ 0; \left( \left( \sum_{p \in S} G_{p,j} \right) - \sum_{p \in S} GFIS\_3\_RRH_{p,j} \right) \right]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

SOBRA\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Sobre de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado "s", no período de comercialização "j"

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

11. O Déficit de Geração do MRE para Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado corresponde ao excesso de garantia física ajustada de repasse do risco hidrológico em relação à geração das usinas do MRE. Portanto:

$$DEFICIT\_MRE\_S\_RRH_{s,j} = \max \left[ 0; \left( \sum_{p \in S} GFIS\_3\_RRH_{p,j} - \left( \sum_{p \in S} G_{p,j} \right) \right) \right]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DEFICIT\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é o Déficit de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado "s", no período de comercialização "j"

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

12. A Contribuição de cada Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema corresponde à parcela excedente de geração das usinas do MRE do submercado que é destinada ao atendimento da energia secundária do Sistema. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} = SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j} * \left( 1 - \frac{\sum_s DEFICIT\_MRE\_S\_RRH_{s,j}}{\sum_s SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j}} \right)$$

Caso Contrário

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} = 0$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado "s", no período de comercialização "j"

SOBRA\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Sobre de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado "s", no período de comercialização "j"

DEFICIT\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é o Déficit de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado "s", no período de comercialização "j"

13. Caso o Sistema não conte com energia secundária em uma determinada no período de comercialização, a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico será nula. Dessa forma:

Se

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j \leq 1$$

Então:

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", em seu submercado no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

14. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema seja igual ou superior ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas do MRE naquele mesmo submercado, então todo o direito à energia secundária de risco hidrológico de cada usina do submercado será atendido pela disponibilidade daquele submercado. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no qual a usina está localizada não seja suficiente para atender integralmente o Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas do submercado, então cada parcela de usina terá seu direito parcialmente atendida, na proporção do Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico da usina em relação ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico do submercado, expresso pelo seguinte:

Se:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} > \sum_{p \in S} DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

$$p \in PMRE$$

Então:

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

$$p \in S$$

$$\forall p \in PMRE$$

Caso Contrário

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = SEC\_S\_RRH_{s,j} * \left( \frac{DSEC\_P\_RRH_{p,j}}{\sum_{p \in S} DSEC\_P\_RRH_{p,j}} \right)$$

$$p \in S$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", em seu submercado no período de comercialização "j"

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado "s", no período de comercialização "j"

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

15. O eventual Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de um Submercado ocorre quando a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema seja superior ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas daquele mesmo submercado, expresso pelo seguinte:

$$EXCED\_SEC\_RRH_{s,j} = \max \left( 0; \left( SEC\_S\_RRH_{s,j} - \sum_{p \in S} DSEC\_P\_RRH_{p,j} \right) \right)$$

$$p \in PMRE$$

Onde:

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é o Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado "s", no período de comercialização "j"

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no submercado "s", no período de comercialização "j"

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

16. O Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados é expresso pelo seguinte:

$$T\_EXCED\_SEC\_RRH_j = \sum_s EXCED\_SEC\_RRH_{s,j}$$

Onde:

T\_EXCED\_SEC\_RRH<sub>j</sub> é o Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados, no período de comercialização "j"

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é a Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado "s", no período de comercialização "j"

17. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado em que a usina está localizada não seja suficiente para atender integralmente o Direito à Energia Secundária da usina, então o atendimento da usina será complementado em outros submercados, de modo proporcional ao período de comercialização correspondente, dado pela seguinte expressão:

se:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} < \sum_{\substack{p \in s \\ p \in PMRE}} DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

Então:

$$COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j} = (DSEC\_P\_RRH_{p,j} - COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}) * \left( \frac{EXCED\_SEC\_RRH_{s*,j}}{T\_EXCED\_SEC\_RRH_j} \right)$$

Caso Contrário:

$$COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j} = 0$$

$$\begin{aligned} p &\in s \\ p &\notin s^* \\ \forall p &\in PMRE \end{aligned}$$

Onde:

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no submercado "s", no período de comercialização "j"

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, da parcela de usina "p", participante do MRE

COBSEC\_P\_RRH<sub>p,s,j</sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s", no período de comercialização "j"

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", em seu submercado no período de comercialização "j"

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é o Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado "s", no período de comercialização "j"

T\_EXCED\_SEC\_RRH<sub>j</sub> é o Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados, no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

"s\*" representa o submercado de origem da energia, neste caso, onde a parcela de usina "p" não está localizada

### 2.3.2. Dados de Entrada do Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico                     |                   |   |
|---|-------------------|---|
| AJUSTE_MRE_RRH <sub>j</sub>   | Descrição         | Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Calculado no período de comercialização "j" |
|   | Unidade           | n.a.  |
|   | Fornecedor        | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Geração Final da Usina  |                   |   |
| G <sub>p,j</sub>  | Descrição         | Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)   |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico                     |                   |   |
| GFIS_RRH <sub>j</sub>   | Descrição         | Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Garantia Física Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico |                   |   |
| GFIS_3_RRH <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" no período de comercialização "j"    |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Geração Total das Usinas do MRE                                     |                   |   |
| GMRE <sub>j</sub>   | Descrição         | Produção total de energia pelas parcelas de usinas "p" integrantes do MRE no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade           | MWh   |
|   | Fornecedor        | Garantia Física (Fatores de Modulação)  |
|   | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

### 2.3.3. Dados de Saída do Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico |                   |  |
|--|-------------------|--|
| COBSEC_P_RRH <sub>p,s*,j</sub>   | Descrição         | Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s" no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero   |
| Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico |                   |  |
| COBSEC_PS_RRH <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Quantidade Alocada de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", em seu submercado no período de comercialização "j"                        |
|  | Unidade           | MWh  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero   |

### 2.4. Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Objetivo:

Determinar o valor de repasse do risco hidrológico de uma usina participante do MRE e cujo proprietário optou pelo repasse desse risco para os agentes de distribuição

Contexto:

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 6, realiza-se o cálculo do valor do risco hidrológico do ACR de uma parcela de usina que será repassado aos agentes de distribuição:

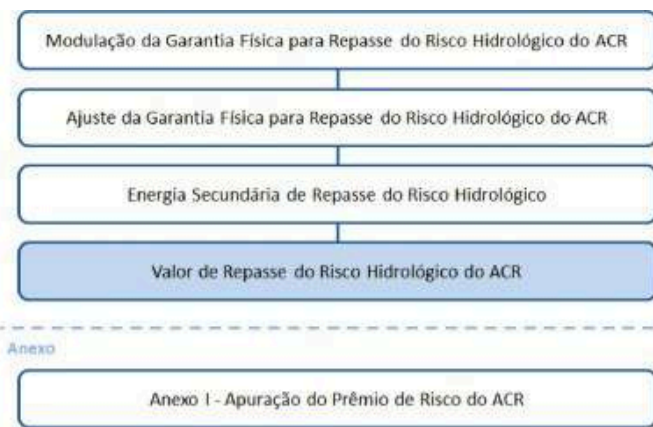


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasse do Risco Hidrológico do ACR"

#### 2.4.1. : Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo do valor de repasse do risco hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram pelo repasse do risco hidrológico no ACR, é determinado pelos seguintes comandos e expressões:

18. O Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram por transferir esse risco para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$VRRH\_ACR_{p,m} = \min \left( 1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}} \right) * \sum_{j \in m} (VRH_{p,j} - SEC\_RH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$VRRH\_ACR_{p,m}$  é o Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina "p", no mês de apuração "m"

$VRH_{p,j}$  é o Valor do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$SEC\_RH_{p,j}$  é o Valor de Energia Secundária do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

" $PMRE\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.1. O Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$MONT\_CVR_{p,m} = \sum_{j \in m} (MONT\_RRH\_ACR_{p,j} * SPD_m)$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$MONT\_RRH\_ACR_{p,j}$  é o Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

" $SPD_m$ " duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

" $PMRE\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

#### Importante:

Esse cálculo deve ser realizado somente para os períodos de comercialização do mês em que houver vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico, ou o término do compromisso de repasse, termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

18.2. A Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico corresponde ao montante de garantia física da usina no centro de gravidade do sistema, sendo determinada para cada parcela de usina que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR a partir da seguinte expressão:

$$QM\_GF\_RRH_{p,m} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * UXP\_GLF_{p,j}) * F\_PDI\_GF_{p,j-1}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina "p", no mês de apuração "m"

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

" $SPD_m$ " duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_PDI\_GF_{p,j-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração anterior "f-1"

" $PMRE\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.3. O Valor do Risco Hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$VRH_{p,j} = \max \left( 0; (MRRH_{p,j} - GFIS\_3\_RRH_{p,j}) * PLD_{s,j} \right)$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$VRH_{p,j}$  é o Valor do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$MRRH_{p,j}$  é o Montante de energia de Repasse de Risco Hidrológico aceito pelo gerador por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GFIS\_3\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

" $PMRE\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.4. O cálculo do Montante de Risco hidrológico aceito pelo agente gerador para repasse de risco aos agentes distribuidores é dado por:

$$MRRH_{p,j} = (1 - F_{p,j}) * GFIS\_2\_RRH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$MRRH_{p,j}$  é o Montante de energia de Repasse de Risco Hidrológico aceito pelo gerador por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F_{p,j}$  é o Fator de Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p", participante do MRE no período de comercialização "j"

" $PMRE\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

#### Importante:

Os cálculos referentes a apuração do VRH e MRRH devem ser realizados somente para os períodos de comercialização do mês em que existir vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico ou o compromisso de repasse termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

18.5. O Valor de Energia Secundária do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

18.6.

$$SEC\_RH_{p,j} = QSEC\_PS\_RRH_{p,j} + PLD_{s,j} + \sum_s (QSEC\_OS\_RRH_{p,s,j} + PLD_{s,j})$$

$$p \in s$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

SEC\_RH<sub>p,j</sub> é o Valor de Energia Secundária do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a quantidade alocada do próprio submercado de energia secundária de acordo com a Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina "p", em seu submercado, no período de comercialização "j"

QSEC\_OS\_RRH<sub>p,s,j</sub> é a quantidade alocada de outros submercados de energia secundária de acordo com a classe de Produto de Repasse de Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s", no período de comercialização "j"

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado "s", no período de comercialização "j"

"PMRE\_RRH\_ACR" é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.7. A Quantidade de energia alocada do Próprio submercado, de acordo com o produto de repasse do Risco Hidrológico é dada pela seguinte expressão:

$$QSEC\_PS\_RRH_{p,j} = C_{p,j} * COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

QSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade alocada do Próprio Submercado de energia secundária de acordo com a Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina "p", em seu submercado, no período de comercialização "j"

C<sub>p,j</sub> é Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", em seu submercado, no período de comercialização "j"

"PMRE\_RRH\_ACR" é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.8. A Quantidade de energia secundária proveniente de outros submercados, é dada pela seguinte equação:

$$QSEC\_OS\_RRH_{p,s,j} = C_{p,j} * COBSEC\_P\_RRH_{p,s,j}$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

QSEC\_OS\_RRH<sub>p,s,j</sub> é a Quantidade alocada de Outros Submercados de energia secundária de acordo com a classe de Produto de Repasse de Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s", no período de comercialização "j"

C<sub>p,j</sub> é Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

COBSEC\_P\_RRH<sub>p,s,j</sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s", no período de comercialização "j"

"PMRE\_RRH\_ACR" é o conjunto de parcelas de usinas "p", participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

#### Importante:

Os cálculos referentes aos acrônimos QSEC\_PS\_RRH e QSEC\_OS\_RRH, devem ser realizados somente para os períodos de comercialização do mês em que existir vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico ou o compromisso de repasse termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

| Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico  |                   |   |
|--|-------------------|---|
| C <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | ANEEL   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico |                   |   |
| COBSEC_PS_RRH <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s", no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero  |
| Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico |                   |   |
| COBSEC_P_RRH <sub>p,s,j</sub>  | Descrição         | Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina "p", por submercado "s" no período de comercialização "j"  |
|  | Unidade           | MWh   |
|  | Fornecedor        | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero  |
| Fator de Risco Hidrológico   |                   |   |
| F <sub>p,j</sub>   | Descrição         | Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | ANEEL   |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |
| Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas                      |                   |   |
| F_PDI_GF <sub>p,i,j</sub>  | Descrição         | Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "p"   |
|  | Unidade           | n.a.  |
|  | Fornecedor        | Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero   |

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>GF<sub>p</sub></b>   | <b>Garantia Física</b>   |  |
|   | Descrição  | Garantia Física definida em ato regulatório  |
|   | Unidade  | MW médio   |
|   | Fornecedor   | MME/EPE  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>   | <b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b> |  |
|   | Descrição  | Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Fornecedor   | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento da Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>GFIS_3_RRH<sub>p,j</sub></b>   | <b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b> |  |
|   | Descrição  | Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | MWh  |
|   | Fornecedor   | Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>MONT_RRH_ACR<sub>p,j</sub></b>   | <b>Montante de Repasse do Risco Hidrológico do ACR</b>                     |  |
|   | Descrição  | Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"   |
|   | Unidade  | MW médio   |
|   | Fornecedor   | ANEEL  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>PLD<sub>s,j</sub></b>  | <b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>                                  |  |
|   | Descrição  | Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"  |
|   | Unidade  | R\$/MWh  |
|   | Fornecedor   | Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)   |
|   | Valores Possíveis  | Positivos  |
| <b>SPD<sub>m</sub></b>  | <b>Duração de um período de comercialização em horas</b>                   |  |
|   | Descrição  | Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"  |
|   | Unidade  | Hora   |
|   | Fornecedor   | CCEE   |
|   | Valores Possíveis  | 0,5 ou 1   |
| <b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>  | <b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>                      |  |
|   | Descrição  | Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", no período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1                  |
|   | Unidade  | n.a.   |
|   | Fornecedor   | Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos ou Zero  |
| <b>2.4.3. Dados de Saída do Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR</b> |  |  |
| <b>VRRH_ACR<sub>p,m</sub></b>   | <b>Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR</b>                        |  |
|   | Descrição  | Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"   |
|   | Unidade  | R\$  |
|   | Valores Possíveis  | Positivos, Negativos ou Zero   |

### 3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Repasse do Risco Hidrológico do ACR", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. Anexo I – Apuração do Prêmio de Risco do ACR

##### Objetivo:

O objetivo deste anexo é determinar o valor do prêmio a ser recolhido à Conta Bandeiras pelos proprietários das usinas que optarem pelo repasse do risco hidrológico do ACR.

##### Contexto:

A Medida Provisória 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

Em relação ao ACR foi estabelecido, como contrapartida, o recolhimento de prêmio por parte dos agentes proprietários de usinas hidrelétricas à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT até o primeiro dia útil do mês subsequente ao mês de competência.

O valor de prêmio de risco unitário depende da classe de produto escolhida pelo agente. A regulamentação específica estabelece que o valor de prêmio de risco unitário deve ser reajustado anualmente, pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA na vigência da repactuação. A Figura 7 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

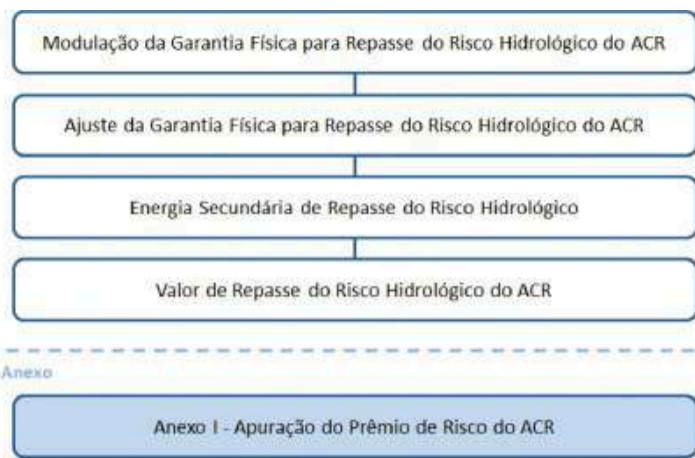


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Repasse do Risco Hidrológico do ACR"

**3.1.1. Cálculo do Prêmio de Risco do ACR**

19. A atualização do Prêmio de Risco do ACR é efetuada no mês de janeiro de cada ano para todas as usinas cujos proprietários optaram por repactuar o risco hidrológico.
20. Já o cálculo do prêmio efetivo a ser aportado pelos agentes que aderiram a repactuação do risco hidrológico do ACR na Conta Bandeiras é realizado mensalmente.
21. O Prêmio de Risco do ACR, a ser recolhido mensalmente pelo agente proprietário de uma usina participante do MRE à Conta Bandeiras, é determinado pela seguinte expressão:

$$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m} = \sum_{j \in m} (MONT\_RRH\_ACR_{P_{p,j}} * SPD_m) * PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$  é o Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$MONT\_RRH\_ACR_{P_{p,j}}$  é o Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m}$  é o Prêmio de Risco Unitário Atualizado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

" $SPD_m$ " duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

" $P\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

**Importante:**

A quantidade de períodos de comercialização do mês está atrelada a vigência do montante de repasse do risco. Assim, caso o repasse tenha início ou término durante um determinado mês, devem ser consideradas os períodos de comercialização no mês.

21.1. O Prêmio de Risco Atualizado corresponde ao valor atualizado do prêmio de risco unitário estabelecido no termo de repactuação do risco hidrológico assinado pelos proprietários da usina quando da adesão ao processo de repactuação. A atualização do prêmio é obtida a partir da aplicação das seguintes equações:

Se o mês de apuração for igual a janeiro:

$$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m} = PREMIO\_UNIT_{p,m} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mp-1}}$$

Caso contrário:

$$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m} = PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,muat}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m}$  é o Prêmio de Risco Unitário Atualizado da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$PREMIO\_UNIT_{p,m}$  é o Prêmio de Risco Unitário da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", em R\$/MWh, calculado pela ANEEL

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"

"muat" refere-se ao mês da última atualização do Prêmio de Risco da parcela de usina "p"

"mp" refere-se ao mês de referência para reajuste do prêmio de risco da parcela de usina "p"

" $P\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

**Importante:**

O reajuste do prêmio pelo IPCA deverá ser realizado apenas uma vez ao ano, considerando a data base vinculada à parcela da usina. Para as usinas que repactuaram para o ano de 2015, o mês de referência é janeiro de 2015, sendo adotado o Valor Absoluto do IPCA do mês anterior, dezembro de 2014. Para usinas que repactuaram para outros anos, o mês de referência é determinado no Termo de Repactuação, sendo adotado o Valor Absoluto do IPCA do mês anterior.

Se uma usina que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR seja desligada do MRE, por opção do gerador hidráulico ou de forma compulsória pela ANEEL, será mantido o pagamento do prêmio em período equivalente àquele em que o gerador esteve no MRE com obrigação de pagamento do prêmio.

22. O Total de Prêmio de Risco do ACR, a ser recolhido mensalmente por um agente que optou pela repactuação à Conta Bandeiras, é determinado pela seguinte expressão:

$$TOTAL\_PREMIO\_RISCO\_ACR_{a,m} = \sum_{p \in a} PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

$TOTAL\_PREMIO\_RISCO\_ACR_{a,m}$  é o Total de Prêmio de Risco do ACR de um perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$  é o Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina "p", no mês "m"

" $P\_RRH\_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p", cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

"a" é o perfil de agente proprietário da parcela de usina "p" que repactuou o risco hidrológico no ACR

**3.1.2. Dados de Entrada do Cálculo do Prêmio de Risco do ACR**

| Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco |                   |  |
|--|-------------------|--|
| <b>MONT_RRH_ACR_P<sub>p,j</sub></b>  | Descrição         | Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j" |
|  | Unidade           | MW médio   |
|  | Fornecedor        | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |
| Prêmio de Risco Unitário   |                   |  |
| <b>PREMIO_UNIT<sub>p,m</sub></b>   | Descrição         | Prêmio de Risco Unitário da parcela de usina "p", no mês "m", calculado pela ANEEL e constante do termo de repactuação do ACR            |
|  | Unidade           | R\$/MWh  |
|  | Fornecedor        | ANEEL  |
|  | Valores Possíveis | Positivos ou Zero  |

| <b>Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor</b> |                   |  |
|--|-------------------|--|
| <b>NIPCA<sub>m</sub></b>   | Descrição         | Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m” |
|  | Unidade           | n.a.   |
|  | Fornecedor        | IBGE   |
|  | Valores Possíveis | Positivos  |

### 3.1.3. Dados de Saída do Cálculo do Prêmio de Risco do ACR

| <b>Prêmio de Risco do ACR</b>         |                   |  |
|---------------------------------------|-------------------|--|
| <b>PREMIO_RISCO_ACR<sub>p,m</sub></b> | Descrição         | Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina “p”, no mês “m” |
|                                       | Unidade           | R\$  |
|                                       | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero   |

| <b>Total de Prêmio de Risco do ACR</b>      |                   |  |
|---|-------------------|--|
| <b>TOTAL_PREMIO_RISCO_ACR<sub>a,m</sub></b> | Descrição         | Total de Prêmio de Risco do ACR de um perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” |
|   | Unidade           | R\$  |
|   | Valores Possíveis | Positivos, Negativos ou Zero   |

**1 INTRODUÇÃO**

Os dados de medição coletados diariamente pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, provenientes dos medidores cadastrados nesse sistema, são utilizados pela CCEE no processo de contabilização e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS na apuração dos encargos de uso do sistema de transmissão, entre outros. A coleta diária dos dados de medição é realizada por meio de:

- Coleta direta, acesso direto aos medidores pela CCEE por meio de infraestrutura exclusiva, provida pelo agente de medição;
- Coleta passiva tipo 1, em que a CCEE faz a leitura remota, por meio da integração de seus sistemas aos das distribuidoras, mediante utilização da infraestrutura própria das distribuidoras;
- Coleta passiva tipo 2, em que a distribuidora faz a leitura remota e a partir de sua UCM gera os arquivos no formato XML, disponibilizando-os no aplicativo ClientSCDE para envio a CCEE.

**2 OBJETIVO**

Estabelecer responsabilidades, etapas e prazos referentes ao processo de coleta, consistência, consolidação, análise crítica, ajuste e estimativa de dados de medição.

**3 PREMISSAS**

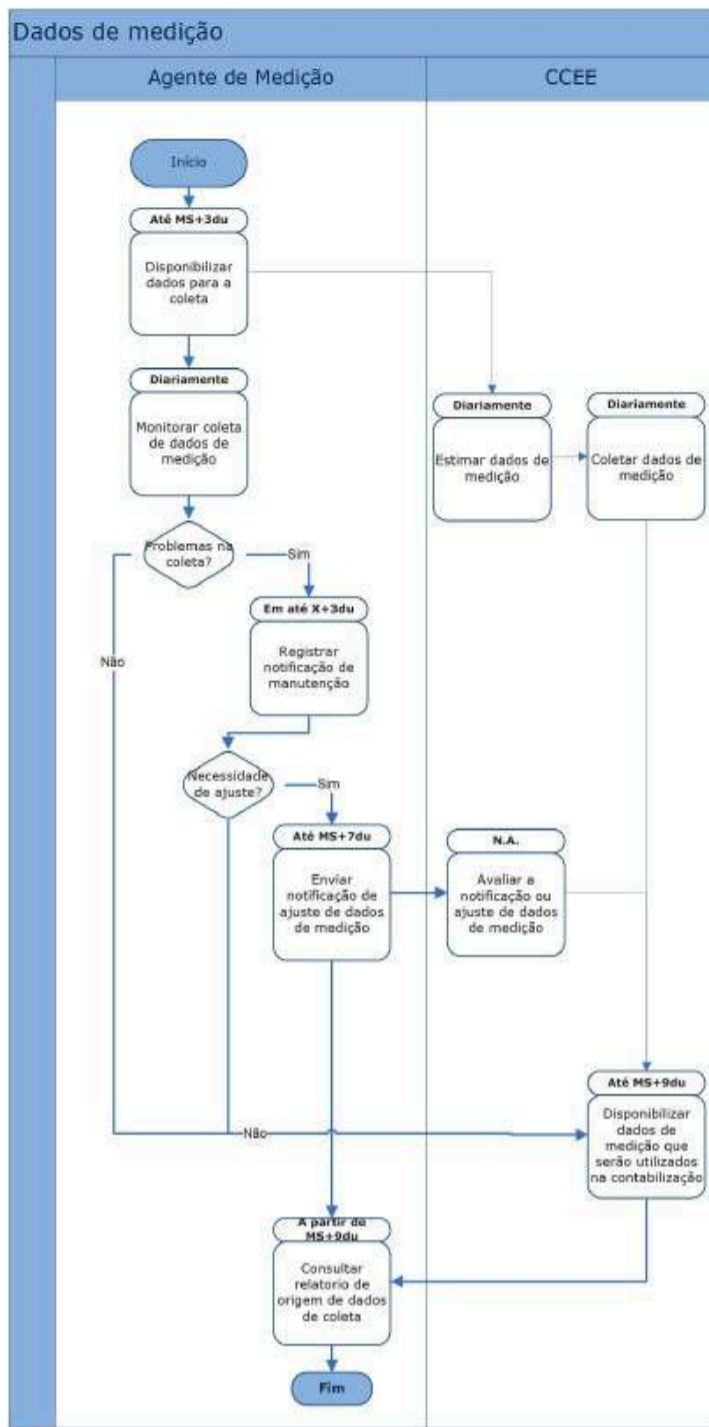
- 3.1. A CCEE utiliza, no processamento da contabilização, os dados de medição, coletados pelo SCDE, dos medidores presentes nas instalações físicas dos agentes após serem submetidos aos processos de estimativa, consistência, consolidação e ajuste.
- 3.2. O relógio/calendário interno dos medidores deve possuir recurso de sincronismo externo ao Greenwich Mean Time (GMT) – 3 horas, independentemente do fuso horário de sua localização geográfica.
- 3.3. A CCEE deve aplicar os percentuais de perda em transformação e/ou linha, quando aplicável e conforme definido no módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- 3.4. Para os novos pontos de medição dos usuários que têm a distribuidora como agente de medição, somente será permitida a coleta direta ou a coleta passiva tipo 1, observado o disposto no módulo 5 dos PRODIST.
- 3.5. Os dados de medição coletados são submetidos aos processos de consistência, consolidação e análise crítica, independentemente da forma de coleta, podendo ser rejeitados caso ocorra divergência com os dados cadastrados no SCDE.
- 3.6. No processo de consolidação, os dados de medição registrados na memória de massa dos medidores em intervalos de 5 minutos são agregados de modo a compor o dado de medição horário. O SCDE adota o seguinte procedimento para a consolidação do dado de medição horário:
- a) No caso de haver entre 9 e 11 registros em uma determinada hora, os registros ausentes são completados com registros do medidor retaguarda, quando houver, ou estimados com base nos registros dos intervalos coletados, sendo o dado de medição horário considerado completo e composto pela agregação dos 12 registros da respectiva hora; e
  - b) No caso de haver menos de 9 registros em uma determinada hora, os registros serão descartados e o dado de medição horário considerado será o estimado, conforme regras definidas no presente submódulo.
- 3.6.1. No caso de o dado de medição horário ultrapassar em mais de 25% a Capacidade Nominal cadastrada (Consumo e/ou Geração), o dado será rejeitado e considerado inconsistente/fora de tolerância, e o dado considerado será o estimado.
- 3.6.2. No caso de haver registro em duplicidade, os registros serão desconsiderados.
- 3.7. A CCEE analisa os dados de medição, com vistas a prospectar faltas e inconsistências, casos em que deve notificar os agentes de medição para as providências cabíveis.
- 3.8. Os pontos de medição que possuem obrigatoriedade de acesso da CCEE aos medidores (coleta direta) devem ter o seu canal de comunicação monitorado continuamente pelo agente de medição, devendo o agente de medição consultar diariamente, no SCDE, a situação das coletas dos pontos de medição sob sua responsabilidade.
- 3.9. O agente de medição com coleta de dados por UCM deve disponibilizar, no prazo determinado pela CCEE, um arquivo no formato XML, conforme padrões e intervalos de coleta informados no site da CCEE, para cada medidor listado na tela principal do ClientSCDE (coleta passiva tipo 2).
- 3.10. A CCEE pode obter os dados de medição das distribuidoras mediante integração de seu sistema à infraestrutura própria das distribuidoras (coleta passiva tipo 1).
- 3.11. O intervalo de coleta é definido pela CCEE, e eventual alteração deve ser tempestivamente informada aos agentes.
- 3.12. O monitoramento da coleta pelo agente de medição deve ser feito por meio de consultas realizadas diretamente nos sistemas da CCEE.
- 3.13. Os dados de medição serão estimados diariamente pela CCEE, conforme metodologia descrita no anexo 7.2, e serão apresentados aos agentes por meio de relatório no sistema.
- 3.13.1. Os dados de medição coletados após o processo de estimativa se sobrepõem aos valores estimados.
- 3.13.2. Os pontos de medição que tiveram os dados sobrepostos pelas coletas consistentes serão identificados.
- 3.13.3. Os agentes podem alterar os dados estimados mediante solicitação de ajuste de dados de medição, conforme previsto neste submódulo.
- 3.14. A estimativa de dados realizada pela CCEE e não ajustada é definitiva, não cabendo recurso por parte do agente.
- 3.15. O agente de medição deve registrar tempestivamente, no SCDE, a notificação de manutenção caso ocorra alguma intervenção ocasionada por manutenção preventiva ou corretiva no Sistema de Medição para Faturamento - SMF, ou no link de comunicação, ou em equipamento que, embora não faça parte do SMF, impacte a medição do agente.
- 3.15.1. A notificação de manutenção deve ser realizada em até três dias úteis da data de realização da manutenção, no caso de preventiva, ou da identificação da necessidade de ajuste, no caso de corretiva, em conformidade com o prazo estabelecido nos Procedimentos de Rede ou nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, conforme o caso, fundamentada com justificativa técnica clara e objetiva, a ser analisada pela CCEE.
- 3.16. O agente está sujeito à aplicação das penalidades previstas no submódulo 6.1 - Penalidades de Medição e Multas, caso a notificação seja intempestiva ou rejeitada pela CCEE por critérios técnicos.
- 3.17. Para ocorrências de manutenção registradas que resultem em alteração dos dados cadastrais do SMF, o agente de medição deve realizar a alteração diretamente no módulo de cadastro do SCDE, conforme estabelecido no submódulo 1.2 - Cadastro de agentes.
- 3.18. Nos casos de ocorrência de manutenção que resulte em ajuste nos dados de medição, o agente deve realizar até MS+7du, no módulo de notificações do SCDE, o registro da ocorrência e o ajuste de dados com a devida justificativa técnica e metodologia utilizada para ajuste.
- 3.19. As solicitações de ajuste de dados de medição e seu conteúdo são de total responsabilidade do agente de medição.
- 3.20. Caso seja necessário estimar os dados de medição para realização do ajuste, o agente deve adotar a metodologia para estimativa de dados de medição descrita no anexo 7.1, sem considerar os percentuais de perda técnica em transformação e/ou em linha, quando aplicável (para os pontos abrangidos pelo módulo 5 do PRODIST, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 863/2019, sucedida pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021).
- 3.21. Caso a CCEE identifique problemas de sua responsabilidade que afetem a coleta de dados de medição, os agentes de medição serão isentos da apuração de penalidades de medição pelo período identificado.
- 3.22. A CCEE avalia até MS+8du todas as solicitações de ocorrência de manutenção e o ajuste de dados realizados pelos agentes. As notificações com ajustes de dados aprovadas pela CCEE estão disponíveis para consulta, até MS+9du, através de relatório Ajuste de Dados de Medição no SCDE.
- 3.23. Na eventualidade de não aprovação de solicitação de ajuste, os dados de medição encaminhados pelo agente não são considerados, sendo a justificativa da não aprovação disponibilizada na própria notificação.
- 3.24. A CCEE pode realizar, a qualquer momento e quando aplicável, a inspeção lógica de dados com o objetivo de validar as informações obtidas nas coletas. Os dados obtidos e consistidos por este processo se sobrepõem aos valores correspondentes obtidos pela coleta diária e estão disponíveis em relatórios.
- 3.25. Para as solicitações de recontabilização que envolvam correção de dados de medição, o agente solicitante deve enviar os novos dados sem considerar os percentuais de perda técnica em transformação e/ou em linha, quando aplicável (para os pontos abrangidos pelo módulo 5 do PRODIST, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 863/2019, sucedida pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021).
- 3.26. A inspeção do SMF deve observar o disposto nos Procedimentos de Rede e no PRODIST.
- 3.27. Os agentes prestadores de serviço ancilar de suporte de reativos que fazem jus ao Encargo de Suporte de Reativos, somente têm direito à remuneração caso:
- a) Seus sistemas de medição estejam de acordo com os Procedimentos de Rede; e
  - b) Os medidores de geração bruta das unidades geradoras ou, quando aplicável, a medição líquida individualizada por usina conforme indicação do ONS, prestadoras do referido serviço, estejam devidamente cadastrados no SCDE.
- 3.27.1. A metodologia de estimativa de dados de medição descrita neste submódulo não é aplicável aos agentes prestadores de serviço ancilar de suporte de reativos para fins de remuneração do Encargo de Suporte de Reativos.
- Usina hidrelétrica não despachada centralizadamente com Sistema de Medição de Indisponibilidade – SMI**
- 3.28. As usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE podem optar, a qualquer momento, pela instalação do Sistema de Medição de Indisponibilidade – SMI, o qual mede a indisponibilidade da central geradora a partir da apuração da vazão vertida.
- 3.29. A opção pela utilização do sistema para apuração da indisponibilidade por meio da apuração de vazão vertida é definitiva, isto é, não há possibilidade de mudança para outra forma de apuração da indisponibilidade da usina após opção pelo SMI.
- 3.30. A usina tem responsabilidade integral na escolha, implementação, operação e manutenção do SMI.
- 3.31. As usinas que optarem pela instalação do SMI devem apresentar à CCEE certificação que comprove a confiabilidade do sistema e transparência do processo, contendo os requisitos previstos na regulamentação vigente e, no mínimo:
- a) Descritivo dos componentes do sistema informando, ao menos, características técnicas e local de instalação, sendo estes equipamentos homologados pelas entidades certificadoras competentes (Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro ou Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel);
  - b) Documentação de referência do sistema com, no mínimo, projetos, diagramas, relatório de comissionamento, imagens das instalações e relatório de certificação das curvas de vazão do vertedouro;
  - c) Descritivo das equações hidráulicas, metodologia, parâmetros de cálculo e validação dos resultados;
  - d) Parâmetros de Garantia Física (GF) da usina e taxas utilizadas para cálculo da Garantia Física Apurada (GFa);
  - e) Descritivo do laço físico contendo, no mínimo, responsável técnico por sua instalação e por sua eventual remoção, data de instalação e de eventual remoção, número do laço e histórico das marcas de selagem (lacs);
  - f) Descritivo do laço lógico, contendo histórico de versões e registro de quaisquer modificações realizadas;
  - g) Resultados de calibração dos equipamentos, com descritivo dos procedimentos realizados e itens verificados;

- h) Histórico de manutenções, preventivas e corretivas, realizadas no SMI contendo, no mínimo, a data da intervenção, a descrição da atividade executada, os equipamentos envolvidos e responsável técnico;
- i) Declaração de conformidade quanto ao armazenamento dos dados de massa do SMI, atestando que o sistema assegura a integridade, rastreabilidade e disponibilidade das informações, bem como o atendimento ao período mínimo de armazenamento estabelecido nessa seção;
- j) Data de emissão da certificação;
- k) Identificação do responsável técnico pela elaboração da certificação, com emissão de Anotação de Responsabilidade Técnica – ART perante o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia - CREA;
- l) Indicação quanto à conformidade do SMI.
- 3.31.1. As atividades mencionadas nos itens “e”, “h” e “i”, devem constar, individualmente, com a correspondente Anotação de Responsabilidade Técnica – ART perante o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia – CREA.
- 3.32. A certificação deve ser emitida por empresa independente, observada a necessidade de apresentação de ART perante o CREA.
- 3.33. A certificação deve ser revalidada e enviada à CCEE a cada 5 (cinco) anos, no mesmo mês “M” de sua emissão, nos termos desta seção.
- 3.33.1. Em caso de descumprimento do referido prazo, o SMI será considerado em desconformidade e a usina totalmente indisponível do mês “M” em diante.
- 3.33.2. O SMI deve voltar a ser considerado em conformidade e a usina disponível a partir do mês em que ocorrer a regularização da revalidação da certificação.
- 3.34. As usinas que optarem pela instalação do SMI devem cadastrar, no sistema específico, as taxas de referência de indisponibilidade, o valor do consumo interno e do fator de perdas internas utilizados no cálculo da garantia física da usina.
- 3.35. A usina deve manifestar à CCEE a opção pelo SMI, e em conjunto, encaminhar a certificação, descrita nessa seção, anexa à solicitação de mapeamento do ponto de medição do SMI.
- 3.36. A solicitação de inclusão do ponto de medição do SMI, no sistema específico, deve ser enviada sem pendências até o prazo limite para solicitação de inclusão, alteração ou exclusão de cadastro de pontos de medição e de ativos, estabelecido no submódulo 1.2 – Cadastro de agentes.
- 3.36.1. A CCEE deve concluir a análise das informações encaminhadas em até 5 (cinco) dias úteis.
- 3.36.2. Estando as informações referentes ao SMI em conformidade, bem como tendo sido cadastradas as taxas de referência de indisponibilidade da usina até o prazo de que trata a premissa 3.36, os dados medidos passam a ser considerados para o mês de referência “M”.
- 3.37. A usina se compromete e se responsabiliza pela validade e regularidade de documentos apresentados e dados cadastrados junto à CCEE, bem como sua manutenção, nos termos deste submódulo.
- 3.38. Os dados medidos pelo SMI devem ser enviados diariamente à CCEE, em base horária, para fins de cálculo mensal e contabilização do respectivo mês de referência “M”.
- 3.38.1. Os dados que devem ser enviados à CCEE são:
- a) Índices horários acumulados de vazão vertida - IVV;
- b) Energia vertida em base horária (kWh);
- c) Energia de perda em base horária (kWh);
- d) Energia gerada em base horária (kWh); e
- e) Vazão vertida em base horária (m<sup>3</sup>/h).
- 3.38.2. Os referidos dados estão passíveis de validação pela CCEE e, caso sejam identificadas inconsistências, a usina será consultada para prestar esclarecimentos e apresentar eventuais justificativas.
- 3.39. Em caso de indisponibilidade no SMI que impeça a completude dos dados do mês de referência “M”, os dados faltantes podem ser enviados à CCEE até o prazo limite estabelecido para ajuste dos dados de medição do SMF, previsto neste submódulo.
- 3.39.1. Em caso de dados faltantes, os registros ausentes podem ser completados durante o período de coleta de dados de medição, com registros do medidor de retaguarda, da respectiva hora, quando houver.
- 3.40. Na ausência de dados, será realizada estimativa, nos termos das Regras de Comercialização, para fins de cálculo mensal e contabilização.
- 3.41. Os dados enviados pela usina, que são tratados nesta seção, não ensejam recontabilização.
- 3.42. A usina tem a responsabilidade de assegurar que o SMI seja submetido à manutenção preventiva em intervalos não superiores a 2 (dois) anos.
- 3.43. A instalação e a remoção de lacres no SMI devem ser realizadas: (i) pelo responsável técnico pela instalação dos equipamentos, (ii) pela empresa certificadora ou (iii) por terceiro formalmente indicado pela empresa certificadora.
- 3.44. Todas as atividades técnicas mencionadas nessa seção, inclusive as que constam na certificação, devem ter:
- a) Identificação do responsável técnico;
- b) Emissão de Anotação de Responsabilidade Técnica – ART perante o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia – CREA.
- 3.45. A usina é responsável por armazenar, pelo período mínimo de 5 (cinco) anos, os dados de massa do SMI detalhados no Anexo 7.3, os quais podem ser solicitados pela CCEE a qualquer momento para eventuais análises

#### 4 LISTA DE DOCUMENTOS

Não aplicável.

#### 5 FLUXO DE ATIVIDADES



Legenda:

MS: Mês seguinte às operações de compra e venda de energia

X: Dia de identificação da ocorrência

du: dias úteis

DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES

Dados de medição

| ATIVIDADE   | RESPONSÁVEL       | DETALHAMENTO   | PRAZO  |
|---|-------------------|--|--|
| Disponibilizar dados para coleta  | Agente de medição | O agente de medição é responsável pela disponibilização dos dados de medição para coleta, além de prover <i>link</i> de comunicação estável com os medidores, quando aplicável.  | Diariamente, até MS+3du  |
| Monitorar coleta de dados de medição  | Agente de medição | O agente de medição deve monitorar a coleta por meio dos relatórios e consultas disponibilizadas pela CCEE.  | Diariamente  |
| Estimar dados de medição  | CCEE              | A CCEE estima todos os dados de medição conforme anexo deste submódulo.  | Diariamente  |
| Coletar dados de medição  | CCEE              | A CCEE realiza/monitora a coleta dos dados de medição de todos os agentes durante a janela de comercialização.   | Diariamente  |
| Problemas na coleta?  | Agente de medição | Sim: Registrar notificação de manutenção preventiva ou corretiva<br>Não: Disponibilizar dados de medição que serão utilizados na contabilização  | N.A.   |
| Registrar notificação de manutenção   | Agente de medição | Durante a realização de manutenção preventiva ou corretiva, o agente deve comunicar a CCEE, registrando notificação de manutenção no componente de notificações do SCDE.   | X+3du<br>03 (três) dias úteis após a identificação da ocorrência |
| Necessidade de ajuste de dados?   | Agente de medição | Não: Disponibilizar dados de medição que serão utilizados na Contabilização<br>Sim: Enviar dados de medição.   | N.A.   |
| Enviar notificação de ajuste de dados de medição                                | Agente de medição | Caso a intervenção impossibilite a coleta/medição dos dados, o agente deve enviar os dados para ajuste no mesmo prazo da notificação de manutenção.  | Até MS+7du   |
| Avaliar a notificação ou ajuste de dados de medição                             | CCEE              | A CCEE analisa o teor das notificações de manutenção e/ou dados a serem ajustados e se aprovado, disponibiliza os dados que serão utilizados na contabilização. Caso a solicitação não for aprovada, serão considerados os dados estimados conforme anexo deste submódulo. | N.A.   |
| Disponibilizar dados de medição que serão utilizados na Contabilização          | CCEE              | A CCEE disponibiliza os dados de medição que são utilizados na contabilização.   | Até MS+9du   |
| Consultar dados de medição que serão utilizados nos processos de contabilização | Agente de medição | A partir deste momento, o agente pode consultar os dados de medição fechados que serão utilizados nos processos de contabilização.   | A partir de MS+9du   |

Legenda:

MS: Mês seguinte às operações de compra e venda de energia

X: Dia de identificação da ocorrência

du: dias úteis

6 ANEXOS

7.1 - Metodologia para estimativa de dados de medição pelo agente de medição para solicitação de ajuste

O presente Anexo estabelece a metodologia a ser utilizada pelo agente de medição para realizar os ajustes de dados de medição no SCDE, objetivando a complementação de dados de medição faltantes ou a alteração de dados de medição incorretos.

Cabe observar que há necessidade de cadastrar no SCDE uma Notificação de Manutenção com Ajuste, contendo uma descrição objetiva e clara da ocorrência e o período em que os dados serão ajustados, de forma a justificar e fundamentar o motivo do pedido de ajuste, permitindo a adequada análise pela CCEE.

Constatada a inconsistência ou dados faltantes de qualquer ponto de medição, decorrente de: comissionamento, desativação, manutenção preventiva, manutenção corretiva, modificações, falhas e defeitos em componentes do sistema de medição, substituição de medidor, impossibilidade de comunicação, ou incorreção destes valores por problemas técnicos no SMF, poderá ser utilizado pelo Agente de Medição os critérios a seguir indicados:

- a) Considerar, caso disponível, os dados do medidor de retaguarda, quando constatado dado incorreto do medidor principal;
- b) Caso a estimativa seja para apenas uma hora, utilizar a média entre a medida anterior e a posterior à hora com medição faltante ou incorreta;
- c) Para a medição de geração líquida, considerar a medição de geração bruta, deduzindo o consumo interno e/ou perdas;
- d) Considerar, caso disponível, medição destinada ao controle operacional;
- e) Na medição a três elementos, na perda total do TP ou da tensão de uma fase (tensão igual a zero), ou na perda total do TC ou da corrente de uma fase (corrente igual a zero), os dados podem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por 1,5;
- f) Na medição a três elementos, na perda total dos TP ou das tensões de duas fases (tensões iguais a zero), ou na perda total dos TC ou das correntes de duas fases (correntes iguais a zero), os dados podem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por três.

Obs.: A aceitação de eventual utilização de critérios diferentes dos citados ficará a cargo da CCEE quando da análise da solicitação de ajustes.

## 7.2 - Metodologia de estimativa de dados de medição pela CCEE

### 1) Período faltante de 2 horas ou mais

#### 1.1) Estimativa por histórico para pontos de consumo:

Utiliza-se como critério de estimativa a média de consumo do mesmo dia e hora da semana das últimas 12 semanas de meses com dados de medição fechados para contabilização (após MS+9du). Para os feriados nacionais deve ser observado:

- a) Quando o feriado for no período histórico, esse dia deverá ser desconsiderado do cálculo da estimativa;
- b) Quando o feriado for no dia do dado estimado, deve ser considerado como histórico os dias de domingos das últimas 12 semanas.

#### 1.2) Estimativa por histórico para pontos de geração:

Utiliza-se como critério de estimativa a geração do mesmo dia e hora da última semana do mês com dados de medição fechados para a contabilização (após MS+9du).

Para os feriados nacionais deve ser observado:

- a) Quando o feriado for no período histórico, esse dia da semana deverá ser desconsiderado do cálculo da estimativa e deve ser considerado o mesmo dia da semana anterior a essa;
- b) Quando o feriado for no dia do dado estimado, deve ser considerado como histórico o último domingo da semana anterior ao mês fechado.

### 2) Período faltante de 1 hora

#### 2.1) Estimativa por interpolação para pontos de consumo e geração:

Será considerado o valor médio da energia dos dois períodos imediatamente anterior e posterior ao período faltante.

Quando a hora for estimada por interpolação e chegarem novos dados que alterem a hora anterior e posterior que foi utilizado no cálculo da hora estimada, a hora estimada por interpolação deverá ser estimada novamente.

#### 3) Gerar dados estimados para pontos novos (quando não há histórico)

##### 3.1) Estimativa para pontos de consumo:

No caso de ponto novo de natureza consumo, que não possui histórico para ser estimado, será considerada 70% da capacidade de consumo para o canal de consumo e valor zero para o canal de geração.

##### 3.2) Estimativa para pontos de geração:

No caso de ponto novo de natureza geração, que não possui histórico para ser estimado será considerada 20% da capacidade de geração para o canal de geração e valor zero para o canal de consumo.

### 4) Estimativa por falta de fase

#### 4.1) Problemas nos transformadores para instrumentos:

O sistema identifica ausências de tensão ou corrente e calcula o valor estimado conforme regra disposta a seguir:

- a) Na medição a três elementos, na perda total do TP ou da tensão de uma fase (tensão igual a zero), ou na perda total do TC ou da corrente de uma fase (corrente igual a zero), os dados serão estimados multiplicando-se os dados coletados por 1,5; e
- b) Na medição a três elementos, na perda total dos TP ou das tensões de duas fases (tensões iguais a zero), ou na perda total dos TC ou das correntes de duas fases (correntes iguais a zero), os dados serão estimados multiplicando-se os dados coletados por três.

## 7.3 – Dados de massa do Sistema de Medição de Indisponibilidade - SMI

As usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, participantes do MRE e que possuem SMI, devem manter os dados referentes às leituras dos medidores por um período mínimo de 5 (cinco) anos, sendo os dados a serem armazenados:

- a) Energia vertida em base horária (kWh);
- b) Energia de perda em base horária (kWh);
- c) Energia gerada em base horária (kWh);
- d) Vazão vertida em base horária (m<sup>3</sup>/h);
- e) Níveis operativos;
- f) Abertura angular de comportas, se aplicável;
- g) Posição de stoplogs, se aplicável.

Observação: os referidos dados devem estar devidamente associados às respectivas informações de data e hora (data record).

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.583, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.030715/2025-49. Interessados: Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco (CNPJ nº 10.835.932/0001-08), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Axia Energia do Nordeste - CHESF, da BRE Implantação de Sistemas de Transmissão Elétrica Sociedade de Propósito Específico - BRE, da Itamaracá Transmissora SPE Ltda - ITAMARACÁ, Simões Transmissora de Energia Elétrica S.A. - SIMÕES, e da Arcoverde Transmissão de Energia S.A., concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, a vigorar a partir de 29 de abril de 2026, e dá outras providências. A íntegra desta Resolução e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico [legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br).

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

**DESPACHO Nº 1.468, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, com fundamento no que consta do Processo nº 48500.903331/2024-72, decide:

conhecer do pedido de efeito suspensivo apresentado pela Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A, inscrita no CNPJ sob o nº 61.695.227/0001-93, no Pedido de Reconsideração interposto contra o Despacho ANEEL nº 1.214/2026, de 7 de abril de 2026, e negar-lhe provimento, haja vista que ausentes tanto a aparência do bom direito quanto o perigo na demora.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

**SUPERINTENDÊNCIA DE INOVAÇÃO E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA****DESPACHO Nº 187, DE 23 DE JANEIRO DE 2026**

Processo nº: 48500.001625/2026-21 Interessado: Amazonas Energia, CNPJ: 02.341.467/0001-20, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 5.118,12 (cinco mil cento e dezoito reais e doze centavos), referente à realização do Projeto de Gestão de código PG-7019-0031/2014; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 395, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2026**

Processo nº: 48500.003008/2026-61 Interessado: Termo Norte, CNPJ: 02.750.988/0001-31, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 107.970,10 (cento e sete mil, novecentos e setenta reais e dez centavos), referente à realização do Projeto de Gestão de código PG-0563-2014/2014; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br).

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 445, DE 9 DE FEVEREIRO DE 2026**

Processo nº: 48500.003334/2026-78. Interessado: Distribuidora Catarinense de Energia Elétrica Ltda. CNPJ 83.855.973/0001-30, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 53.753,73 (cinquenta e três mil, setecentos e cinquenta e três reais e setenta e três centavos), referente à realização do Plano de Gestão, código PG-00087-0002/2019 e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 655, DE 25 DE FEVEREIRO DE 2026**

Processo nº: 48500.004932/2026-64. Interessado: CEEE Distribuição CNPJ: 08.467.115/0001-00. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 72.688,09 (setenta e dois mil, seiscentos e oitenta e oito reais e nove centavos) referente à realização Plano de Gestão, código PG-05707-0025/2018; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 693, DE 2 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.005328/2026-55. Interessado: ENERGISA TOCANTINS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. CNPJ: 25.086.034/0001-71, Decisão: (i) Aprovar o projeto em sua integralidade, reconhecendo o valor investido de R\$ 1.197.957,12 (um milhão, cento e noventa e sete mil, novecentos e cinquenta e sete reais e doze centavos), referente à realização do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, código PD-00032-0001; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 695, DE 2 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.005349/2026-71. Interessados: COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ e RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. CNPJ: 33.050.196/0001-88, 04.172.213/0001-51, 02.016.440/0001-62 Decisão: (i) Aprovar o projeto em sua integralidade, reconhecendo o valor investido de R\$ 3.209.618,40 (três milhões, duzentos e nove mil, seiscentos e dezoito reais e quarenta centavos), referente à realização do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, código PD-00063-3010; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 705, DE 3 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.005447/2026-16. Interessados: COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ e RIO GRANDE ENERGIA S.A. CNPJ: 30.050.196/0001-88, 04.172.213/0001-51, 02.016.439/0001-38. Decisão: (i) Aprovar o projeto em sua integralidade, reconhecendo o valor investido de R\$ 1.675.094,42 (um milhão, seiscentos e setenta e cinco mil e noventa e quatro reais e quarenta e dois centavos), referente à realização do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, código PD-00063-3011; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 797, DE 10 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.006131/2026-33. Interessado: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. CNPJ 02.016.440/0001-62 Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 11.835.322,13 (onze milhões, oitocentos e trinta e cinco mil, trezentos e vinte e dois reais e treze centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00396-0153/2020; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 798, DE 10 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.006139/2026-08. Interessado: RGE Sul. CNPJ.02.016.440/0001-62 Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 11.893.857,92 (onze milhões, oitocentos e noventa e três mil, oitocentos e cinquenta e sete reais e noventa e dois centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00396-0150/2020; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 804, DE 10 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.006143/2026-68. Interessado: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., CNPJ: 02.016.440/0001-62. Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 10.176.608,86 (dez milhões, cento e setenta e seis mil, seiscentos e oito reais e oitenta e seis centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00396-0141/2020; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 830, DE 11 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.005991/2026-50. Interessado é a Energisa Minas Rio Distribuidora S.A, CNPJ: 19.527.639/0001-58, no valor total de total R\$ 357.304,97 (trezentos e cinquenta e sete mil, trezentos e quatro reais e noventa e sete centavos) referente à realização Plano de Gestão, código PG-06585-0008/2022; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 996, DE 23 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.007663/2026-98. Interessado: CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. Atual Axia Energia. CNPJ: 00.357.038/0001-16, Decisão: (i) Aprovar o projeto em sua integralidade, reconhecendo o valor investido de R\$ 2.290.165,29 (dois milhões duzentos e noventa mil cento e sessenta e cinco reais e nove centavos), referente à realização do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, código PD-00372-9992; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br).

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 999, DE 23 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.007673/2026-23. Interessado: CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A. Atual AXIA ENERGIA. CNPJ: 00.357.038/0001-16, Decisão: (i) Aprovar o projeto em sua integralidade, reconhecendo o valor investido de R\$ 1.169.329,54 (um milhão, cento e sessenta e nove mil, trezentos e vinte e nove reais e cinquenta e quatro centavos), referente à realização do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, código PD-00372-0017; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br).

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 1.058, DE 25 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.008000/2026-91. Interessado: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., CNPJ: 02.016.440/0001-62, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 638.870,28 (seiscentos e trinta e oito mil, oitocentos e setenta reais e oito centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00396-0136/2020; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 1.068, DE 26 DE MARÇO DE 2026**

Processo nº: 48500.008077/2026-61. Interessado: RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., CNPJ: 02.016.440/0001-62, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 2.171.352,28 (Dois milhões, cento e setenta e um mil, trezentos e cinquenta e dois reais e vinte e oito centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00396-0148/2020; e (ii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente

**DESPACHO Nº 1.406, DE 24 DE ABRIL DE 2026**

Processo nº: 48500.901357/2024-86 Interessado: EDP-ESPÍRITOSANTO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A, CNPJ: 28.152.650/0001-71, Decisão: (i) reconhecer o total de R\$ 4.698.352,40 (quatro milhões, seiscentos e noventa e oito mil, trezentos e cinquenta e dois reais e quarenta centavos), (ii) glosar o valor total de R\$ 156.114,22 (cento e cinquenta e seis mil, cento e quatorze reais e vinte e dois centavos), referente à realização do Projeto de Eficiência Energética, PE-00380-0024/2024; e (iii) declarar o encerramento deste projeto. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em [Legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br).

PAULO LUCIANO DE CARVALHO  
Superintendente



**SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES, PERMISSÕES  
E AUTORIZAÇÕES DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA****DESPACHO Nº 1.404, DE 24 DE ABRIL DE 2026**

Processo nº: 48500.009585/2026-66. Interessado: Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A., CNPJ 25.086.034/0001-71. Decisão: (i) declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, a área de terra necessária à passagem da Linha de Distribuição 19,9 kV 0102500373, localizada no estado do Tocantins. A íntegra deste Despacho (e seu anexo) consta dos autos e estará disponível em <https://legislacao.aneel.gov.br>.

THAIS BARBOSA COELHO  
Superintendente Adjunta

**DESPACHO Nº 1.408, DE 24 DE ABRIL DE 2026**

Processo nº: 48500.002783/2026-07. Interessado: Eólica Esquina do Vento SPE Ltda., CNPJ 23.554.151/0001-97. Decisão: Alterar, a pedido, a denominação da Eólica Esquina do Vento SPE Ltda, para Eólica Esquina do Vento I SPE Ltda., CNPJ 23.554.151/0001-97, proprietária da EOL EVI 1, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG: EOL.CV.RN.044337-9.01, objeto da Resolução nº 12.323, de 02 de agosto de 2022. A íntegra deste despacho consta dos autos e estará disponível em <https://legislacao.aneel.gov.br>.

THAIS BARBOSA COELHO  
Superintendente Adjunta

**DESPACHO Nº 1.425, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

Processo nº: 48500.001987/2026-12. Interessado: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil (CNPJ nº 02.016.507/0001-69). Decisão: Autorizar a implantação de Reforços de Grande Porte em instalação de transmissão de energia elétrica. A íntegra desta Resolução (e seus anexos) consta dos autos e estará disponível em [legislacao.aneel.gov.br](https://legislacao.aneel.gov.br).

THAIS BARBOSA COELHO  
Superintendente Adjunta

**DESPACHO Nº 1.426, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

Processo nº: 48500.009527/2026-32. Interessado: Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - CGT Eletrosul, inscrita no CNPJ sob o nº 02.016.507/0001-69. Decisão: (i) reconsiderar a decisão exarada no Despacho nº 1.017, de 23 de março de 2026, por meio da: (i.a) substituição do Anexo III do Despacho nº 1.017/2026 pelo Anexo III deste Ato; e (i.b) retificação do item "(iii)" do Despacho nº 1.017/2026, substituindo "CPFL Transmissão S.A." por "CGT Eletrosul". A íntegra deste Despacho (e seu anexo) consta dos autos e estará disponível em [legislacao.aneel.gov.br](https://legislacao.aneel.gov.br).

THAIS BARBOSA COELHO  
Superintendente Adjunta

**DESPACHO Nº 1.429, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

A SUPERINTENDENTE ADJUNTA DE CONCESSÕES, PERMISSÕES E AUTORIZAÇÕES DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas, nos termos inciso VI do art. 1º da Portaria nº 6.827, de 4 de maio de 2023, tendo em vista a Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023, e o que consta do Processo nº 48500.905675/2014-44, com base no pedido SEI nº 48500.005928/2026-13, decide:

(i) alterar o sistema de transmissão de interesse restrito da Central Geradora Termelétrica - UTE USI BIO, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração CEG nº UTE.AI.PR.031968-6.01, outorgada à Usina Alto Alegre S.A. Açúcar e Álcool, inscrita no CNPJ sob nº 48.295.562/0001-36, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.019, de 20 de janeiro de 2015, que passará a ser por meio de um seccionamento da LDAT ALTO ALEGRE - USINA SANTO INACIO de 138 kV, conforme Orçamento/Protocolo CAW 37273 emitido pela COPEL Distribuição S.A. em 19 de fevereiro de 2026; e (ii) informar que alterações na configuração do sistema de transmissão de interesse restrito não ensejam em publicação de alteração da outorga, desde que tenham a viabilidade atestada pela Distribuidora e que não haja alteração do ponto de conexão.

THAIS BARBOSA COELHO

**SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA  
DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA****GERÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO****DESPACHO Nº 1.401, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.011165/2026-40, decide:

liberar as unidades geradoras UG1 a UG13 de 75,00 kW cada, totalizando 975,00 kW de capacidade instalada, da UFV APE Supermercado Planalto, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.PR.075235-5.01, localizada no município de Umuarama no estado de Paraná, de titularidade da J.Martins, Supermercados Planalto LTDA., para início da operação em teste a partir de 28 de abril de 2026, para fins de contabilização de sua energia, nos termos do §2º do art. 3º da Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

**DESPACHO Nº 1.402, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.011151/2026-26, decide:

liberar as unidades geradoras UG1 a UG6 de 110,00 kW cada, totalizando 660,00 kW de capacidade instalada, da UFV Usina Ferreira Costa Paralela, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.BA.075476-5.01, localizada no município de Salvador no estado de Bahia, de titularidade da Ferreira Costa & Cia LTDA., para início da operação comercial a partir de 28 de abril de 2026, para fins de contabilização de sua energia, nos termos do §2º do art. 3º da Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

**DESPACHO Nº 1.403, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.011302/2026-46, decide:

liberar a unidade geradora UG1, de 1.125,00 kW, da UFV Armazém Gerais Morro da Pedra, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.TO.072841-1.01, localizada no município de Lagoa da Confusão no estado de Tocantins, de titularidade da Armazéns Gerais Morro da Pedra LTDA., para início da operação em teste a partir de 28 de abril de 2026, para fins de contabilização de sua energia, nos termos do §2º do art. 3º da Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

**DESPACHO Nº 1.427, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.011480/2026-77, decide:

liberar as unidades geradoras UG1 a UG80 de 300,00 kW cada, totalizando 24.000,00 kW de capacidade instalada, da UFV Riacho I, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.046916-5.01, localizada no município de Buritizeiro no estado de Minas Gerais, de titularidade da UFV Riacho Geração de Energia Elétrica S.A., para início da operação em teste a partir de 28 de abril de 2026.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

**DESPACHO Nº 1.428, DE 27 DE ABRIL DE 2026**

O GERENTE DE FISCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DA SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO TÉCNICA DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, nos termos do art. 3º da Portaria nº 6.836, de 21 de junho de 2023, e considerando o que consta do Processo nº 48500.011480/2026-77, decide:

liberar as unidades geradoras UG1 a UG80 de 300,00 kW cada, totalizando 24.000,00 kW de capacidade instalada, da UFV Riacho II, Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.046917-3.01, localizada no município de Buritizeiro no estado de Minas Gerais, de titularidade da UFV Riacho Geração de Energia Elétrica S.A., para início da operação em teste a partir de 28 de abril de 2026.

RAFAEL ERVILHA CAETANO

**SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA****DESPACHO Nº 1.454, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais que lhe foram delegadas pela Portaria nº 7.065, de 23 de fevereiro de 2026, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão dos Serviços Públicos de Distribuição n. 010/2008, considerando as metodologias e regra dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, decide:

Nº. Processo nº 48500.031072/2025-51. Interessados: Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende Ltda - Ceres (CNPJ nº 31.465.487/0001-01), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Enel Distribuição Rio - Enel RJ, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Cooperativa de Eletrificação Rural de Resende Ltda - Ceres, a vigorar a partir de 29 de abril de 2026, e dá outras providências. A íntegra deste Despacho e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico [legislacao.aneel.gov.br](https://legislacao.aneel.gov.br)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

**DESPACHO Nº 1.462, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais que lhe foram delegadas pela Portaria nº 7.065, de 23 de fevereiro de 2026, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão dos Serviços Públicos de Distribuição n. 004/2008, considerando as metodologias e regra dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, decide:

Nº. Processo nº 48500.031072/2025-51. Interessados: Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaiparanapanema-Avaré - Ceripa (CNPJ nº 49.606.312/0001-32), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Elektro Eletricidade e Serviços S.A - Neoenergia Elektro, Companhia Luz e Força Santa Cruz - CPFL Santa Cruz, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Cooperativa de Eletrificação Rural de Itaiparanapanema-Avaré - Ceripa, a vigorar a partir de 29 de abril de 2026, e dá outras providências. A íntegra deste Despacho e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico [legislacao.aneel.gov.br](https://legislacao.aneel.gov.br)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

**DESPACHO Nº 1.463, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais que lhe foram delegadas pela Portaria nº 7.065, de 23 de fevereiro de 2026, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão dos Serviços Públicos de Distribuição n. 03/2018, considerando as metodologias e regra dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, resolve:

Nº. Processo nº 48500.031072/2025-51. Interessados: Ceral Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama - Ceral Araruama (CNPJ nº 28.610.236/0001-69), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Enel Distribuidora Rio - Enel Rio, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado da segunda Revisão Tarifária Periódica - RTP de 2026 da Ceral Cooperativa de Eletrificação Rural de Araruama - Ceral Araruama, a vigorar a partir de 29 de abril de 2026, e dá outras providências. A íntegra deste Despacho e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico [legislacao.aneel.gov.br](https://legislacao.aneel.gov.br)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA



**DESPACHO Nº 1.464, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA E REGULAÇÃO ECONÔMICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais que lhe foram delegadas pela Portaria nº 7.065, de 23 de fevereiro de 2026, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão dos Serviços Públicos de Distribuição n. 02/2008, considerando as metodologias e regra dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, resolve:

Nº. Processo nº 48500.031072/2025-51. Interessados: Cooperativa de Eletrificação Rural Cachoeiras Itaboraí - CERCI (CNPJ nº 27.707.397/0001-02), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Enel Distribuição Rio - Enel RJ, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado da segunda Revisão Tarifária Periódica - RTP de 2026 da Cooperativa de Eletrificação Rural Cachoeiras Itaboraí - CERCI, a vigorar a partir de 29 de abril de 2026, e dá outras providências. A íntegra deste Despacho e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico [legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

**RETIFICAÇÃO**

No Despacho nº 1.365, de 23 de abril de 2026, constante no Processo nº 48500.029180/2025-63, publicado no DOU nº 76 de 24 de abril de 2026, seção 1, página 62, retifica-se o anexo. A íntegra deste Despacho e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis em [legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

Onde se lê:

**ANEXO I**

QUOTAS MENSIS DE CDE - TRANSMISSORAS MÊS DE REFERÊNCIA: FEVEREIRO DE 2026  
DATA DE RECOLHIMENTO: ATÉ 10 DE MAIO DE 2026

| TRANSMISSORA     | CNPJ               | DUODÉCIMO (R\$) |
|------------------|--------------------|-----------------|
| CTEEP            | 02.998.611/0001-04 | 8.560.190,42    |
| ELETROBRÁS       | 00.001.180/0001-26 | 9.588.834,12    |
| CEMIG            | 06.981.176/0001-58 | 18.121.999,40   |
| EDP GOIAS        | 07.779.299/0001-73 | 353.164,59      |
| COPEL            | 04.370.282/0001-70 | 5.675.116,19    |
| CPFL             | 92.715.812/0001-31 | 4.802.498,46    |
| CHESF            | 33.541.368/0001-16 | 12.110.029,73   |
| ELETRONORTE      | 00.357.038/0001-16 | 24.755.308,86   |
| SMTE             | 07.762.066/0001-68 | 220.184,17      |
| AFLUENTE         | 10.338.320/0001-00 | 825.449,45      |
| COQUEIROS        | 10.242.700/0001-46 | 37.912,33       |
| BRILHANTE        | 10.552.848/0001-87 | -               |
| TER              | 10.553.895/0001-45 | 145.945,21      |
| ITATIM           | 10.559.663/0001-02 | -               |
| TAESA-GTESA      | 07.859.971/0006-45 | 395.466,91      |
| TAESA - ATE III  | 07.859.971/0060-90 | -               |
| ELETROSUL        | 02.016.507/0001-69 | 660.355,97      |
| ONTE             | 25.298.162/0002-60 | 1.238.447,09    |
| EBTE             | 10.319.371/0002-75 | 31.883,88       |
| MANTIQUEIRA      | 24.176.892/0001-44 | 4.380.993,10    |
| LAGOS            | 31.484.507/0001-91 | -               |
| ITAMARACA        | 29.774.606/0001-66 | 769.067,16      |
| GUANABARA        | 28.438.913/0001-03 | -               |
| ARGO VII (TJMME) | 21.728.083/0001-00 | 28.219,54       |
| TOTAL            |                    | 100.688.680,12  |

Leia-se:

**ANEXO I**

QUOTAS MENSIS DE CDE - TRANSMISSORAS MÊS DE REFERÊNCIA: FEVEREIRO DE 2026  
DATA DE RECOLHIMENTO: ATÉ 10 DE MAIO DE 2026

| TRANSMISSORA     | CNPJ               | DUODÉCIMO (R\$) |
|------------------|--------------------|-----------------|
| CTEEP            | 02.998.611/0001-04 | 8.560.190,42    |
| ELETROBRÁS       | 00.001.180/0001-26 | 9.588.834,12    |
| CEMIG            | 06.981.176/0001-58 | 18.121.999,40   |
| EDP GOIAS        | 07.779.299/0001-73 | 353.164,59      |
| COPEL            | 04.370.282/0001-70 | 5.675.116,19    |
| CPFL             | 92.715.812/0001-31 | 4.802.498,46    |
| CHESF            | 33.541.368/0001-16 | 12.110.029,73   |
| ELETRONORTE      | 00.357.038/0001-16 | 24.755.308,86   |
| SMTE             | 07.762.066/0001-68 | 220.184,17      |
| AFLUENTE         | 10.338.320/0001-00 | 825.449,45      |
| COQUEIROS        | 10.242.700/0001-46 | 37.912,33       |
| BRILHANTE        | 10.552.848/0001-87 | -               |
| TER              | 10.553.895/0001-45 | 145.945,21      |
| ITATIM           | 10.559.663/0001-02 | -               |
| TAESA-GTESA      | 07.859.971/0006-45 | 395.466,91      |
| TAESA - ATE III  | 07.859.971/0060-90 | -               |
| ELETROSUL        | 02.016.507/0001-69 | 660.355,97      |
| ONTE             | 25.298.162/0002-60 | 1.238.447,09    |
| EBTE             | 10.319.371/0002-75 | 31.883,88       |
| MANTIQUEIRA      | 24.176.892/0001-44 | 4.380.993,10    |
| LAGOS            | 31.484.507/0001-91 | -               |
| ITAMARACA        | 29.774.606/0001-66 | 769.067,16      |
| GUANABARA        | 28.438.913/0001-03 | -               |
| ARGO VII (TJMME) | 21.728.083/0001-00 | 28.219,54       |
| TOTAL            |                    | 92.701.066,59   |

**RETIFICAÇÃO**

No Despacho nº 1.366, de 23 de abril de 2026, constante no Processo nº 48500.031061/2025-71, publicado no DOU nº 76, de 24 de abril de 2026, seção 1, página 63; retifica-se o anexo. A íntegra deste Despacho e seu anexo constam dos autos e estarão disponíveis em [legislacao.aneel.gov.br](http://legislacao.aneel.gov.br)

Onde se lê:

**ANEXO I**

QUOTAS DE CUSTEIO DO PROINFA - TRANSMISSORAS MÊS DE REFERÊNCIA: JUNHO DE 2026  
DATA DE RECOLHIMENTO: ATÉ 10 DE MAIO DE 2026

| TRANSMISSORA     | CNPJ               | DUODÉCIMO (R\$) |
|------------------|--------------------|-----------------|
| CTEEP            | 02.998.611/0001-04 | 1.645.986,42    |
| ELETROBRAS       | 00.001.180/0001-26 | 1.843.777,99    |
| CEMIG            | 06.981.176/0001-58 | 3.484.567,91    |
| EDP GOIAS        | 07.779.299/0001-73 | 67.907,84       |
| COPEL            | 04.370.282/0001-70 | 1.091.233,23    |
| CPFL             | 92.715.812/0001-31 | 923.442,91      |
| CHESF            | 33.541.368/0001-16 | 4.005.476,26    |
| ELETRONORTE      | 00.357.038/0001-16 | 8.187.206,79    |
| SMTE             | 07.762.066/0001-68 | 42.337,86       |
| AFLUENTE         | 10.338.320/0001-00 | 273.047,65      |
| COQUEIROS        | 10.242.700/0001-46 | 7.289,93        |
| BRILHANTE        | 10.552.848/0001-87 | -               |
| TER              | 10.553.895/0001-45 | 28.062,89       |
| ITATIM           | 10.559.663/0001-02 | -               |
| TAESA-GTESA      | 07.859.971/0006-45 | 129.820,23      |
| TAESA - ATE III  | 07.859.971/0060-90 | -               |
| ELETROSUL        | 02.016.507/0001-69 | 126.975,78      |
| ONTE             | 25.298.162/0002-60 | 409.624,95      |
| EBTE             | 10.319.371/0002-75 | 6.130,75        |
| MANTIQUEIRA      | 24.176.892/0001-44 | 842.394,24      |
| LAGOS            | 31.484.507/0001-91 | -               |
| ITAMARACÁ        | 29.774.606/0001-66 | 254.397,14      |
| GUANABARA        | 28.438.913/0001-03 | -               |
| ARGO VII (TJMME) | 21.728.083/0001-00 | 9.333,81        |
| TOTAL            |                    | 25.632.628,29   |

Leia-se:

**ANEXO I**

QUOTAS DE CUSTEIO DO PROINFA - TRANSMISSORAS MÊS DE REFERÊNCIA: JUNHO DE 2026  
DATA DE RECOLHIMENTO: ATÉ 10 DE MAIO DE 2026

| TRANSMISSORA     | CNPJ               | DUODÉCIMO (R\$) |
|------------------|--------------------|-----------------|
| CTEEP            | 02.998.611/0001-04 | 1.645.986,42    |
| ELETROBRAS       | 00.001.180/0001-26 | 1.843.777,99    |
| CEMIG            | 06.981.176/0001-58 | 3.484.567,91    |
| EDP GOIAS        | 07.779.299/0001-73 | 67.907,84       |
| COPEL            | 04.370.282/0001-70 | 1.091.233,23    |
| CPFL             | 92.715.812/0001-31 | 923.442,91      |
| CHESF            | 33.541.368/0001-16 | 4.005.476,26    |
| ELETRONORTE      | 00.357.038/0001-16 | 8.187.206,79    |
| SMTE             | 07.762.066/0001-68 | 42.337,86       |
| AFLUENTE         | 10.338.320/0001-00 | 273.047,65      |
| COQUEIROS        | 10.242.700/0001-46 | 7.289,93        |
| BRILHANTE        | 10.552.848/0001-87 | -               |
| TER              | 10.553.895/0001-45 | 28.062,89       |
| ITATIM           | 10.559.663/0001-02 | -               |
| TAESA-GTESA      | 07.859.971/0006-45 | 129.820,23      |
| TAESA - ATE III  | 07.859.971/0060-90 | -               |
| ELETROSUL        | 02.016.507/0001-69 | 126.975,78      |
| ONTE             | 25.298.162/0002-60 | 409.624,95      |
| EBTE             | 10.319.371/0002-75 | 6.130,75        |
| MANTIQUEIRA      | 24.176.892/0001-44 | 842.394,24      |
| LAGOS            | 31.484.507/0001-91 | -               |
| ITAMARACÁ        | 29.774.606/0001-66 | 254.397,14      |
| GUANABARA        | 28.438.913/0001-03 | -               |
| ARGO VII (TJMME) | 21.728.083/0001-00 | 9.333,81        |
| TOTAL            |                    | 23.379.014,60   |

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO E DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**PORTARIA Nº 7.077, DE 28 DE ABRIL DE 2026**

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO E DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA SUBSTITUTO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 7º e § 2º do art. 34 do Regimento Interno da ANEEL, bem como, aprovado pela Portaria nº 6.980, de 16 de junho de 2025, e com o que consta nos Processos nº 48500.904084/2007-21 e 48500.035465/2025-33, resolve:

Art. 1º Subdelegar ao Gerente de Regulação dos Serviços de Geração e seu correspondente adjunto ou substituto as competências previstas nos incisos II, XV, XVI, XVII, XVIII e XIX do art. 1º da Portaria nº 6.824, de 2023.

Parágrafo único. Em caso de recurso contra ato exarado por subdelegação, o juízo de reconsideração será exercido pelo Superintendente.

Art. 2º Subdelegar ao Gerente de Regulação do Mercado de Energia Elétrica e seu correspondente adjunto ou substituto as competências previstas nos incisos II, XII, XIII, XIV, XX e XXI do art. 1º da Portaria nº 6.824, de 2023.

Parágrafo único. Em caso de recurso contra ato exarado por subdelegação, o juízo de reconsideração será exercido pelo Superintendente.

Art. 3º As competências subdelegadas deverão ser exercidas sem prejuízo do exercício concomitante ou avocação pelas suas chefias, adjuntos e substitutos.

Art. 4º A Diretoria é a única instância recursal para todas as decisões administrativas emanadas pela unidade sob delegação da diretoria, sob delegação do Superintendente ou sob subdelegação.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

FELIPE ALVES CALABRIA

