

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 895, DE 1º DE DEZEMBRO DE 2020.

Estabelece a metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

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 nas Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 10.848, de 15 de março de 2004, nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, e nos Decretos nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo nº 48500.000373/2019-94, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, a metodologia de compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicadas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem garantia física, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

§ 1º Os empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação de que trata o **caput** são as usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, doravante Usinas Estruturantes.

§ 2º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE que fazem jus à compensação de que trata o **caput** são aqueles cuja outorga da usina hidrelétrica estava vigente na data de publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020.

§ 3º Não são objeto da compensação de que trata o **caput** as seguintes usinas:

I – Itaipu Binacional;

II – usinas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, na parcela contratada no Ambiente de Contratação Regulado – ACR.

III – centrais geradoras que não sejam objeto de outorga.

Art. 2º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pelas Usinas Estruturantes decorrentes de restrições ao escoamento de energia em função do atraso na entrada em operação ou da entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento, retroativamente entre a data em que se iniciaram as restrições de escoamento e o mês da referência temporal contábil estabelecido nesta Resolução.



§ 1º Para as usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio, as instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na forma do **caput** são os dois bipolos, em corrente contínua que interligam a SE Coletora Porto Velho à SE Araraquara 2 e os dois *Back-to-Back* da SE Coletora Porto Velho.

§ 2º O atraso na entrada em operação das instalações de transmissão citadas no § 1º é o período entre a data de entrada em operação comercial estabelecida no ato de outorga das instalações de transmissão e a data de disponibilização ao SIN estabelecida nos termos de liberação emitidos para essas instalações.

§ 3º Para a usina hidrelétrica Belo Monte, as instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na forma do **caput** são a SE Serra Pelada, LT 500 kV Xingu / Serra Pelada – C1 e C2, LT 500 kV Serra Pelada / Miracema C1 e C2 e LT 500 kV Serra Pelada / Itacaiúnas, outorgadas pelo Contrato de Concessão nº 03/2018-ANEEL.

§ 4º O atraso para a entrada em operação das instalações de transmissão citadas no § 3º é o período entre 1º de agosto de 2016 e a data de disponibilização ao SIN estabelecida nos termos de liberação emitidos para essas instalações.

§ 5º O período de entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão citadas nos §§ 1º e 3º se encerra na data de entrada em operação comercial definitiva dessas instalações estabelecida no respectivo Termo de Liberação Definitivo - TLD.

§ 6º O ONS deverá encaminhar à ANEEL em até 10 (dez) dias após a publicação desta Resolução, as seguintes informações, em base horária:

I – a geração bruta de energia por Usina Estruturante;

II – o fluxo de potência nos corredores de escoamento de energia das Usinas Estruturantes;

III – a capacidade operativa dos corredores de escoamento de energia das Usinas Estruturantes em decorrência do atraso ou da entrada em operação em condição técnica insatisfatórias das instalações de transmissão destinadas ao escoamento;

IV – a geração potencial de energia elétrica, dada pelo montante de energia vertida turbinável em cada Usina Estruturante, em MWh, calculado considerando:

- a) a disponibilidade das unidades geradoras;
- b) a energia natural afluyente, observada a produtividade cadastral;
- c) a existência de restrições operativas, verificadas na operação real, associadas às características técnicas das Usinas Estruturantes; e
- d) a capacidade operativa das instalações de transmissão.

§ 7º O Anexo I apresenta a metodologia de cálculo da geração potencial de energia elétrica, para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento das Usinas Estruturantes.

§ 8º O ONS deverá encaminhar, no mesmo prazo estabelecido no **caput**, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, as informações do inciso IV do § 6º.



§ 9º O efeito energético apurado para atendimento ao **caput** será dado pela nova energia alocada às usinas no MRE obtida a partir da geração potencial de energia elétrica calculada conforme este artigo, abatidas as perdas internas e referenciada ao centro de gravidade, distribuída proporcionalmente à garantia física ajustada das usinas do MRE.

§ 10 O montante financeiro da compensação dar-se-á pelo efeito energético de que trata o parágrafo anterior multiplicado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do submercado da usina beneficiária no momento da restrição e a Tarifa de Otimização de Energia – TEO referente às Usinas Estruturantes.

§ 11 A CCEE deverá efetuar o cálculo do montante financeiro da compensação e apresentá-lo juntamente com os dados necessários e suficientes para a reprodutibilidade dos cálculos, em até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução.

Art. 3º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos causados pela usina hidrelétrica de Belo Monte decorrentes de restrições ao escoamento de energia em função do atraso na entrada em operação comercial ou da entrada em operação comercial em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento, entre o mês seguinte ao da referência temporal contábil estabelecida nesta Resolução e a data atestada como de esgotamento desses efeitos.

§ 1º As instalações de transmissão destinadas ao escoamento e que causaram as restrições de escoamento na usina hidrelétrica de Belo Monte são as mesmas definidas no § 3º do art. 2º.

§ 2º Os períodos para apuração dos efeitos de que tratam o **caput** seguirão os mesmos critérios estabelecidos nos §§ 4º e 5º do art. 2º.

§ 3º A apuração dos efeitos energéticos e montantes financeiros para atendimento do **caput** deverá respeitar os critérios e procedimentos estabelecidos no art. 2º desta Resolução, observando os seguintes prazos:

I - o ONS deverá encaminhar à ANEEL as informações referidas no § 6º do art. 2º desta Resolução em até 10 (dez) dias após a data atestada como de esgotamento dos efeitos a que se refere o **caput**;

II - o ONS deverá encaminhar, no mesmo prazo estabelecido no inciso anterior, à CCEE, as informações referidas no inciso IV do § 6º do art. 2º desta Resolução; e

III - a CCEE deverá apresentar o cálculo do montante financeiro da compensação juntamente com os dados necessários e suficientes para a reprodutibilidade dos cálculos, em até 60 (sessenta) dias após a data atestada como de esgotamento dos efeitos a que se refere o **caput**.

§ 4º A ANEEL deverá efetivar a extensão do prazo da outorga das usinas hidrelétricas em até 90 (noventa) dias a partir da data de emissão de ato da ANEEL atestando o esgotamento dos efeitos de que trata o **caput** para atendimento ao inciso I, do § 5º, do art. 2º-A da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.



§ 5º A ANEEL instruirá processo administrativo específico para cada usina hidrelétrica enquadrada no inciso II, do § 5º, do art. 2º-A, da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

Art. 4º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização às Usinas Estruturantes e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, conforme critérios técnicos aplicados pelo poder concedente às demais usinas hidrelétricas, retroativamente, desde a data em que se iniciaram as respectivas diferenças de garantia física.

§ 1º A garantia física outorgada de que trata o **caput** é aquela estabelecida no Contrato de Concessão firmado por cada uma das usinas ou em Portarias do Ministério de Minas e Energia – MME, conforme a vigência de cada um dos atos.

§ 2º O marco final dos efeitos da diferença de garantia física de que trata o **caput** consiste na data da entrada em operação comercial da última unidade geradora de cada uma das Usinas Estruturantes.

§ 3º A Empresa de Pesquisa Energética - EPE informará à CCEE e à ANEEL a efetiva agregação de garantia física de cada unidade geradora das Usinas Estruturantes, em até 10 (dez) dias após a publicação desta Resolução.

§ 4º Aos valores de garantia física informados pela EPE deverão ser aplicados os mesmos critérios de sazonalização, modulação, abatimento de perdas internas, referência ao centro de gravidade e mecanismo de redução de garantia física originalmente considerados nas contabilizações e recontabilizações de energia pela CCEE.

§ 5º O efeito energético apurado para atendimento ao **caput** será dado pela diferença entre:

I - a nova energia alocada às usinas no MRE obtida a partir de novo processamento da alocação de energia do MRE que utilize os valores de garantia física das Usinas Estruturantes informados pela EPE;

II - a energia alocada originalmente às usinas no MRE nos processos ordinários de contabilização e recontabilização de energia.

§ 6º O montante financeiro da compensação dar-se-á pelo efeito energético de que trata o parágrafo anterior multiplicado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD do submercado da usina beneficiária e a Tarifa de Otimização de Energia – TEO de compra médio do MRE.

§ 7º A CCEE deverá efetuar o cálculo do montante financeiro da compensação e apresentá-lo juntamente com os dados necessários e suficientes para a reprodutibilidade dos cálculos, em até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução.

Art. 5º Os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE serão compensados pelos efeitos decorrentes da geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação sem garantia física, retroativamente, desde 1º de janeiro de 2013 até o último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização de que trata o Parágrafo Único do art. 10.



§ 1º O montante de energia de importação sem garantia física proveniente de outros países elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele que não tenha sido programado por ordem de mérito, descontados os montantes de energia importados com fundamento na Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018.

§ 2º O montante de geração de energia de usina termelétrica despachado fora da ordem de mérito por razões de segurança energética elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele verificado por ocasião de deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

§ 3º O montante de geração de energia de usina termelétrica despachado fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele verificado por ocasião de restrições elétricas que produzam efeitos sobre o Sistema Interligado Nacional – SIN de modo generalizado, conforme classificação efetuada pelo ONS dada pelo Agrupamento de submercado (SUB_SS) igual a SIN do Módulo Encargos das Regras de Comercialização.

§ 4º Não são elegíveis ao deslocamento de geração hidrelétrica, os montantes de geração de energia de usina termelétrica verificados decorrentes de:

I - representação nos modelos computacionais de programação da operação Newave, Decom e Dessem ou resultantes deles;

II - necessidade de recuperação de reserva de potência operativa classificados como restrição elétrica;

III - aplicação da Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018, determinados na programação diária ou em tempo real;

IV - atendimento às Portarias do MME nº 41, de 26 de fevereiro de 2015; nº 15, de 20 de janeiro de 2016; nº 179, de 11 de maio de 2016; nº 180, de 11 de maio de 2016; nº 492, de 19 de dezembro de 2017; e nº 406, de 6 de novembro de 2020; e

V - inflexibilidade.

§ 5º O ONS deverá informar à CCEE e à ANEEL a classificação da geração de energia de usina termelétrica despachada fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica conforme critérios definidos nos §§ 2º e 3º deste artigo, em até 10 (dez) dias após a publicação desta Resolução.

§ 6º O efeito energético apurado para atendimento ao **caput** e o montante financeiro da compensação de cada usina do MRE deverão ser apurados conforme critérios definidos nos arts. 2º, 3º, 4º e 8º da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017, exceto pela formulação dos parâmetros **INDISPT**energético e **INDISPT**elétrico, os quais deverão obedecer às seguintes formulações:

$$INDISPT_{\text{energético}} = INDISPT \times \frac{GTSE + ILEGF}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

$$INDISPT_{\text{elétrico}} = INDISPT \times \frac{GTRE}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$



Onde:

INDISPTenergético: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPTelétrico: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

GTSE: geração termelétrica verificada por razão de segurança energética, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh;

GTREnelg: geração termelétrica não elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

ILEGF: importação líquida de energia sem garantia física, não programada por ordem de mérito e proveniente de outros países, em MWh.

§ 7º Para cálculo do efeito energético, deverá ser subtraído o efeito energético já contabilizado quando da aplicação da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017, a partir de abril de 2017, até o último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização de que trata o Parágrafo Único do art. 10.

§ 8º A CCEE deverá efetuar o cálculo do montante financeiro da compensação e apresentá-lo juntamente com os dados necessários e suficientes para a reprodutibilidade dos cálculos, em até 90 (noventa) dias após a publicação desta Resolução.

Art. 6º Os prazos de extensão de outorga das usinas do MRE com outorga vigente na data de publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, bem como os valores apurados referentes ao art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, serão calculadas pela CCEE e informados à ANEEL para cada usina participante do MRE, em até 90 (noventa) dias da data de publicação desta Resolução.

§ 1º Os montantes financeiros da compensação de cada usina do MRE estabelecidos conforme arts. 2º, 4º e 5º deverão ser atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), bem como pela taxa de desconto de 9,63% ao ano, ressalvado o disposto no § 2º, desde o mês de referência da contabilização original até o último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização de que trata o Parágrafo Único do art. 10.

§ 2º Os montantes financeiros de compensação tratados no § 1º referentes a períodos em que a usina teve o fator de ajuste do MRE limitado por decisão judicial serão atualizados apenas pelo IPCA durante o período em que não houve dispêndio financeiro.



§ 3º Os montantes financeiros de compensação de cada usina do MRE, atualizados conforme §§ 1º e 2º, deverão ser levados a valor futuro pela taxa de desconto de 9,63% ao ano até a data de fim da outorga vigente.

§ 4º O prazo da extensão da outorga será calculado a partir dos montantes financeiros de compensação de cada usina do MRE, calculados conforme o § 3º, e da margem líquida unitária de referência, calculada em R\$/MWh, à data base do último mês contabilizado pela CCEE na data de eficácia das Regras de Comercialização de que trata o Parágrafo Único do art. 10, conforme a seguinte equação:

$$ML_{refACL} = (P_{ref} \times (1 - PIS\&COFINS - TFSEE - P\&D) - OPEX_{ref}) \times (1 - IRPJ\&CSLL)$$

Onde:

ML_{refACL} : Margem líquida unitária de referência;

P_{ref} : Preço a ser praticado na extensão do prazo de outorga, equivalente a R\$153,77/MWh à data base de janeiro de 2015;

$PIS\&COFINS$: Soma das alíquotas do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, de 9,25%;

$TFSEE$: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, de 0,40%;

$P\&D$: Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, de 0,9075%;

$OPEX_{ref}$: Custo operacional de referência, equivalente a R\$29,88/MWh à data base de janeiro de 2015, incluídos os custos de uso da rede e as estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - CFURH e de pagamento pelo Uso do Bem Público - UBP;

$IRPJ\&CSLL$: Somatório das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, de 34%.

§ 5º O prazo total da extensão de outorga decorrente do somatório dos efeitos a que se referem os arts. 2º, 4º e 5º desta Resolução estará limitado a 7 (sete) anos.

§ 6º O prazo total da extensão de outorga decorrente do somatório dos efeitos a que se refere o art. 3º desta Resolução estará limitado a 7 (sete) anos.

§ 7º O prazo de extensão da outorga será calculado com base na parcela de energia, desde que o agente titular da outorga vigente de geração, cumulativamente:

I – tenha desistido da ação judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciado a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação;

II – não tenha repactuado o risco hidrológico nos termos do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, para a respectiva parcela de energia.



§ 8º Para todo o período anterior ao início de vigência do Termo de Repactuação de Risco Hidrológico firmado nos termos da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, será adotada como parcela de energia não repactuada a garantia física da usina multiplicada pela porcentagem do montante de garantia física da usina não repactuado no primeiro mês para o qual foi apurada a Repactuação de Risco Hidrológico.

§ 9º A ANEEL deverá publicar, por meio de Resolução Homologatória, o prazo da extensão da outorga de cada usina do MRE apurado conforme arts. 2º, 4º, 5º e 6º desta Resolução, bem como os valores apurados referentes ao art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015, em até 30 (trinta) dias da data de eficácia das Regras de Comercialização aprovadas pela Aneel.

§ 10 Durante o prazo de extensão de outorga, os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE disporão livremente da energia.

Art. 7º A ANEEL autorizará a extensão da outorga de cada usina do MRE com outorga vigente na data da publicação da Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, conforme prazos estabelecidos em Resolução Homologatória, e estabelecerá os atos necessários para efetivação da extensão das outorgas.

§ 1º A aplicação do disposto neste artigo é condicionada ao pedido do interessado em até 60 (sessenta) dias contados da data da publicação pela ANEEL do prazo da extensão da outorga de cada usina do MRE conforme § 9º do art. 6º, bem como ao cumprimento das condições de que tratam os incisos I e II do **caput** do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015.

§ 2º A desistência e a renúncia de que trata o inciso I do **caput** do art. 2º-B da Lei nº 13.203, de 2015, serão comprovadas por meio de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea “c” do inciso III do **caput** do art. 487 da Lei nº 13.105, de 16 de março de 2015 (Código de Processo Civil).

§ 3º Na hipótese em que o agente não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, a aplicação do disposto neste artigo fica condicionada à assinatura do Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia disposto no Anexo II, com declaração de renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE para a usina hidrelétrica objeto do Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia.

§ 4º A extensão do prazo das outorgas cuja titularidade seja exercida por empresas reunidas em consórcio está condicionada ao cumprimento das condições de que tratam os incisos I e II do **caput** do art. 2º-B e § 1º do art. 2º-B, da Lei nº 13.203, de 2015, pela totalidade dos agentes titulares da outorga objeto da extensão de prazo pretendida.

§ 5º A desistência e a renúncia que trata o inciso I do **caput** do art. 2º-B da Lei n.º 13.203/2015 e a sua respectiva comprovação, na forma do § 2º deste artigo, nas hipóteses em que o interessado for titular de mais de um empreendimento enquadrado nos requisitos indicados no art. 1º desta Resolução, poderá se dar somente à pretensão de discussão judicial do empreendimento objeto da extensão da outorga, indicado pelo interessado na forma da presente Resolução Normativa.

Art. 8º Para apuração dos efeitos energéticos e montantes financeiros de que tratam os arts. 2º, 4º e 5º, a CCEE deverá considerar como parâmetros de entrada do cálculo os eventos de contabilização ou



recontabilização mais recentemente processados até a data de eficácia das Regras de Comercialização de que trata o Parágrafo Único do art. 10.

§ 1º Na apuração de que trata o **caput**, a CCEE deverá respeitar decisões judiciais em vigor que têm como parte usinas hidrelétricas participantes do MRE, mas cujos objetos não se referem à isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE.

§ 2º Eventual reversão de decisão de que trata o § 1º implicará em recálculo do prazo de extensão da outorga estabelecido no Termo de Aceitação de Prazo de Extensão de Outorga e de Desistência e Renúncia firmado pelo agente cuja usina hidrelétrica era beneficiada pela decisão judicial e não implicará em recálculo do prazo de extensão de outorga das demais usinas hidrelétricas não beneficiadas pela decisão judicial.

Art. 9º Na data de publicação desta Resolução, fica atestado o esgotamento dos efeitos referidos nos incisos I e II do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, para as usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, e do inciso II para a usina hidrelétrica de Belo Monte.

Parágrafo único. A ANEEL emitirá ato que atesta o esgotamento dos efeitos referidos no inciso I do art. 2º-A da Lei nº 13.203, de 2015, para a usina hidrelétrica de Belo Monte, o qual será estabelecido pela data de entrada em operação comercial das instalações outorgadas pelo Contrato de Concessão nº 03/2018-ANEEL definida no Termo de Liberação Definitivo - TLD das instalações de transmissão.

Art. 10 Fica aprovado o módulo específico das Regras de Comercialização para atendimento à Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, conforme Anexo III.

Parágrafo único. A eficácia do módulo específico das Regras de Comercialização se dará na data em que a CCEE apresentar os cálculos e resultados dos prazos de extensão de outorga das usinas do MRE conforme art. 6º.

Art. 11 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA



ANEXO I

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL ELEGÍVEL PARA COMPENSAR OS TITULARES DO MRE DEVIDO AO ATRASO OU À ENTRADA EM OPERAÇÃO EM CONDIÇÃO TÉCNICA INSATISFATÓRIA DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DESTINADAS AO ESCOAMENTO DAS USINAS ESTRUTURANTES.

1. Usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio

1.1. Corredores de escoamento

Os Corredores de Escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio são:

- i. Os dois Bipolos, em corrente contínua, que interligam a SE Coletora Porto Velho à SE Araraquara 2; e
- ii. Os dois *Back-to-Back* - BTB, em corrente contínua, da SE Coletora Porto Velho.

1.2. Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento (CO_{CE})

As Capacidades Operativas dos Corredores de Escoamento – CO_{CE} das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio são:

$$CO_{CE} = 0,95 * CO_{IO_MOP_SGI}, \quad se F_{CE} < 0,95 * CO_{IO_MOP_SGI}$$

$$CO_{CE} = F_{CE}, \quad se F_{CE} \geq 0,95 * CO_{IO_MOP_SGI}$$

Onde:

$CO_{IO_MOP_SGI}$ = Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento estabelecida pelas Instruções de Operação – IO, Mensagens Operativas – MOP e Recomendações em Registros de Intervenção – SGI emitidas pelo ONS e relacionadas ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatórias das instalações destinadas ao escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio.

F_{CE} = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio.

O Limite de Transmissão do Complexo Madeira – $LIMITE_{Madeira}$ é dado por:

$$LIMITE_{Madeira} = CO_{CE_Bipolos} + F_{CE_BTB}, \quad se CO_{IO_MOP_SGI_Bipolos} < 6300$$

$$LIMITE_{Madeira} = CO_{CE_Bipolos} + CO_{CE_BTB}, \quad se CO_{CE_Bipolos} \geq 6300$$

Onde:

$CO_{CE_Bipolos}$ = CO_{CE} considerando apenas os bipolos;

$CO_{IO_MOP_SGI_Bipolos}$ = $CO_{IO_MOP_SGI}$ considerando apenas os bipolos;

CO_{CE_BTB} = CO_{CE} considerando apenas o BTB; e

F_{CE_BTB} = F_{CE} considerando apenas o BTB.



1.3. Energia Vertida Turbinável Elegível (EVT_E)

A Energia Vertida Turbinável Elegível – EVT_E para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio é dada por:

$$EVT_E = 0, \text{ se } GB < LIMITE_{Madeira}$$

$$EVT_E = EVT_{Madeira_Ajustada}, \text{ se } GB \geq LIMITE_{Madeira}$$

Onde:

GB = Geração Bruta das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio;

EVT_{Madeira_Ajustada} = Energia Vertida Turbinável (EVT) das usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio limitada à capacidade máxima de escoamento dos bipolos e do BTB.

2. Usinas hidrelétricas Belo Monte

2.1. Corredores de Escoamento

Os Corredores de Escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte são:

- i. Os Bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio (CC);
- ii. a Interligação Norte-Sul – FSN (CA);
- iii. o Recebimento Nordeste – RNE (CA); e
- iv. a LT Itacaiúnas / Colinas (CA).

2.2. Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento (CO_{CE})

As Capacidades Operativas dos Corredores de Escoamento – CO_{CE} da usina hidrelétrica Belo Monte são:

$$CO_{CE} = 0,95 * CO_{IO_MOP_SGI}$$

Onde:

CO_{IO_MOP_SGI} = Capacidade Operativa dos Corredores de Escoamento estabelecida pelas IO, MOP e SGI emitidas pelo ONS e relacionadas ao atraso ou à entrada em operação em condição técnica insatisfatórias das instalações destinadas ao escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte.

2.3. Energia Vertida Turbinável Elegível (EVT_E)

A Energia Vertida Turbinável Elegível – EVT_E para compensar os titulares do MRE devido ao atraso ou à entrada em condição técnica insatisfatória das instalações de transmissão destinadas ao escoamento da usina hidrelétrica Belo Monte é dada por:

$$EVT_E = EVT_{Belo\ Monte}, \text{ se:}$$



$$(F_{CE_Bipolos} \geq CO_{CE_Biplos}) \text{ e } [(F_{CE_FNS} \geq CO_{CE_FNS}) \text{ ou } (F_{CE_RNE} \geq CO_{CE_RNE}) \text{ ou } (F_{CE_Itacaiúnas} \geq CO_{CE_Fluxo_Itacaiúnas})] \text{ ou } (I_{CE_Itacaiúnas} \geq CO_{CE_Corrente_Itacaiúnas})$$

Caso contrário, $EVT_E = 0$

Onde:

$EVT_{\text{Belo Monte}}$ = Energia Vertida Turbinável da usina hidrelétrica Belo Monte;

$CO_{CE_Bipolos}$ = CO_{CE} considerando apenas os bipolos;

CO_{CE_FNS} = CO_{CE} considerando apenas a Interligação Norte / Sul;

CO_{CE_RNE} = CO_{CE} considerando apenas o Recebimento Nordeste;

$CO_{CE_Fluxo_Itacaiúnas}$ = CO_{CE} considerando apenas o fluxo de potência da LT Itacaiúnas / Colinas;

$CO_{CE_Corrente_Itacaiúnas}$ = CO_{CE} considerando apenas a Corrente Elétrica da LT Itacaiúnas / Colinas;

$F_{CE_Bipolos}$ = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas os Bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio;

F_{CE_FNS} = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas a Interligação Norte / Sul;

F_{CE_RNE} = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas o Recebimento Nordeste;

$F_{CE_Itacaiúnas}$ = Fluxo de Potência nos Corredores de Escoamento considerando apenas a LT Itacaiúnas / Colinas; e

$I_{CE_Itacaiúnas}$ = Corrente elétrica na LT Itacaiúnas / Colinas.



ANEXO II

TERMO DE ACEITAÇÃO DE PRAZO DE EXTENSÃO DE OUTORGA E DE DESISTÊNCIA E RENÚNCIA AO DIREITO DE DISCUTIR A ISENÇÃO OU A MITIGAÇÃO DE RISCOS HIDROLÓGICOS RELACIONADOS AO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

Pelo presente instrumento, a(s) empresa(s)

<**RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA A**>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

<**RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA B**>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

(...)

<**RAZÃO SOCIAL DA EMPRESA N**>, com sede na <ENDEREÇO COMPLETO>, município de <MUNICÍPIO>, estado de <ESTADO>, inscrita no CNPJ/MF sob o nº <CNPJ>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF> e por <CARGO>, <NOME REPRESENTANTE>, inscrito no CPF sob o nº <CPF>, e-mail <ENDEREÇO DE E-MAIL>;

detentor(as) de outorga(s) para geração de energia elétrica, doravante denominada(s) simplesmente GERADOR, por este instrumento e na melhor forma de direito, resolve(m) firmar o presente TERMO de acordo com as condições e cláusulas a seguir.

CLAÚSULA PRIMEIRA – DO OBJETO

Este TERMO dispõe sobre as obrigações e condições as quais o GERADOR se compromete a cumprir livre e espontaneamente, para fins de atendimento ao art. 2º da Lei n. 14.052, de 8 de setembro de 2020, que alterou a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2020.

Este TERMO relaciona as principais condições estabelecidas pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2020, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, que dispõe sobre a compensação pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para o(s) empreendimento(s) a seguir listados, participantes do MRE.

Empreendimento	CEG	Ato de Outorga	Potência Instalada (kW)	Extensão do Prazo (dias)	Nova vigência
					/ /

Subcláusula Primeira - O GERADOR declara a aceitação do(s) prazo(s) de extensão de outorga apresentado(s) na tabela acima, conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº ____, de __ de ____ de 20__.



Subcláusula Segunda – O GERADOR declara ciência de que o(s) prazo(s) de extensão de outorga foi calculado considerando decisões judiciais, em vigor na data de publicação da Resolução Normativa nº ____, de ____ de ____ de 2020, cuja reversão não ensejará o recálculo do(s) prazo(s), salvo se o empreendimento do GERADOR fizer parte da ação cuja decisão foi revertida, caso em que o presente TERMO será aditado para considerar o novo prazo de extensão de outorga recalculado.

CLAUSULA SEGUNDA - DA RENÚNCIA AO DIREITO DE AÇÃO

O GERADOR, em caráter irrevogável e irretratável, compromete-se a desistir de eventuais ações judiciais, processos administrativos ou litígios arbitrais que tenha proposto cujo objeto trata a respeito da isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, bem como renunciar a qualquer alegação de direito sobre o qual se fundam as respectivas ações.

Subcláusula Primeira - A desistência e a renúncia de que tratam o **caput** da Cláusula Segunda deverão ser comprovadas por meio da apresentação pelo GERADOR de cópia do protocolo do requerimento de extinção do processo com resolução de mérito, nos termos da alínea “c” do inciso III do **caput** do art. 487, do Código de Processo Civil, devidamente anexada ao presente TERMO.

CLAUSULA TERCEIRA - DA REPACTUAÇÃO CONFORME ART. 1º DA LEI 13.203/2015

O GERADOR declara não ter repactuado o risco hidrológico, conforme disciplina o art. 1º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para a respectiva parcela de energia objeto do acordo que se pretende estabelecer com o presente TERMO.

CLAUSULA QUARTA – DO COMPROMISSO DE RENÚNCIA À PRETENSÃO JUDICIAL

Na hipótese em que o GERADOR não seja litigante ou que não seja apontado como beneficiário na inicial da ação ajuizada por associação representativa de classe da qual o titular faça parte, o GERADOR declara a renúncia a qualquer pretensão judicial de limitação percentual de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, em conformidade com o que estabelece o §1º do art. 2º-B, da Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

CLAUSULA QUINTA – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

O GERADOR declara e garante que está autorizado, nos termos da lei e de seu Estatuto Social, a assumir as obrigações e a cumprir as disposições deste TERMO, da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa nº ____, de ____ de ____ de 2020.

Este TERMO DE ACEITAÇÃO é firmado em caráter irrevogável e irretratável.

(Local de assinatura), em (dia) de (mês) de (ano).

GERADOR:

(assinado digitalmente por todos os representantes acima qualificados)





TESTEMUNHAS:

Nome: _____
CPF: _____
RG: _____

Nome: _____
CPF: _____
RG: _____



ANEXO III

Módulo específico “Apuração dos Impactos do GSF – Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020” das
Regras de Comercialização



Regras de COMERCIALIZAÇÃO

Apuração dos Impactos do GSF – Lei 14.052/2020

Versão 1.0

ÍNDICE

APURAÇÃO DOS IMPACTOS DO GSF NOS TERMOS DA LEI N° 14.052/2020	4
1. <i>Introdução</i>	4
1.1. Aplicação das Decisões Judiciais Vigentes que impactaram o MRE	5
1.2. Conceitos Básicos	6
2. <i>Detalhamento das Etapas da Apuração dos Impactos do GSF</i>	8
2.1. Determinação do Impacto Financeiro em virtude da motorização diferenciada de Usinas Estruturantes	8
2.2. Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico	14
2.3. Determinação do Impacto Financeiro em virtude de atraso de Linhas de Transmissão	27
3. <i>Anexos</i>	32
3.1. Anexo I – Determinação do Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE	32
3.2. Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016	38
3.3. Anexo III – Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE	54
3.4. Anexo IV – Determinação da Extensão de Outorga das Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE	61

Controle de Alterações

Revisão	Motivo da Revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL
1.0	Lei nº 14.052/2020	

Apuração dos Impactos do GSF nos termos da Lei nº 14.052/2020

1. Introdução

Este documento apresenta versão de regra de comercialização específica para ser empregada na determinação dos impactos financeiros originados pelo GSF aos agentes do MRE, nos termos da Lei nº 14.052/2020, não sendo objeto dos processos de contabilização usuais da CCEE.

Este módulo envolve:

- ✓ *Agentes proprietários de usinas do MRE.*

Os impactos financeiros apurados para as usinas do MRE serão considerados pelo Poder Concedente para extensão da concessão das usinas hidrelétricas impactadas, a partir das diretrizes emanadas na Lei nº 14.052/2020.

Este módulo de regra de comercialização também será utilizado para apuração da extensão de outorga, decorrente dos efeitos futuros de limitação de escoamento da transmissão, quando do esgotamento dos efeitos a serem atestados pela ANEEL.

1.1. Aplicação das Decisões Judiciais Vigentes que impactaram o MRE

As decisões judiciais vigentes que impactaram o MRE no período abarcado pelos cálculos da extensão de outorga, objeto da Lei nº 14.052, foram aplicadas na contabilização do MCP por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, conforme prevê a RES nº 552/02. Com isso, os dados apurados pelas Regras de Comercialização não observaram os efeitos energéticos relacionados, mas os impactos financeiros dessas decisões judiciais foram aplicados em forma de ajustes ao final da contabilização.

Para que o cálculo de extensão de outorga possa observar os efeitos energéticos decorrentes das referidas decisões judiciais que impactaram o MRE, serão utilizados os dados apurados pelas Regras de Comercialização das últimas contabilizações ou recontabilizações certificadas para cada mês, e será realizada uma apuração específica do MRE com a aplicação conjunta dos efeitos energéticos de todas as decisões judiciais vigentes (obtendo novos resultados de GFIS_2, GFIS_2_RRH, GFIS_3 e DSEC_P). Essa apuração do MRE servirá de base para os demais cálculos dos efeitos de motorização de usinas estruturantes, deslocamento hidráulico e atraso de linhas de transmissão, bem como para os efeitos financeiros e de extensão de outorga.

1.2. Conceitos Básicos

1.2.1. O Esquema Geral

O módulo “Apuração dos Impactos do GSF”, esquematizado na Figura 1, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de identificar o montante financeiro que cada usina do MRE tem direito em função da aplicação do GSF a partir de março de 2012, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

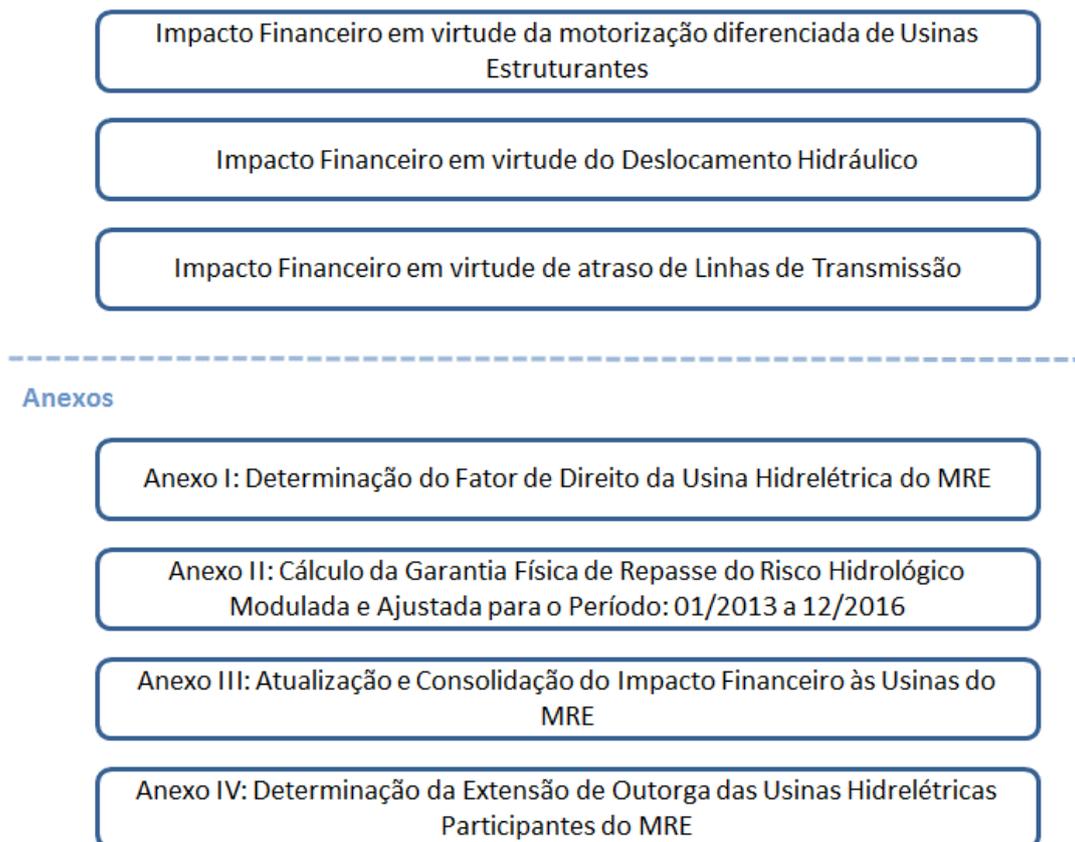


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

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

- **Apuração do impacto financeiro em virtude da motorização diferenciada de usinas estruturantes:** esta etapa determina o impacto financeiro às usinas participantes do MRE em virtude da motorização diferenciada das usinas estruturantes – Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, para o período de março de 2012 a dezembro de 2019.
- **Apuração do impacto financeiro em virtude do deslocamento hidráulico:** esta etapa determina o impacto financeiro às usinas participantes do MRE em virtude do deslocamento hidráulico causado ao MRE por despacho fora da ordem de mérito associado a segurança energética, importação sem garantia física associada e restrições elétricas.
- **Apuração do impacto financeiro em virtude de atraso de linhas de transmissão:** esta etapa determina o impacto financeiro às usinas participantes do MRE em virtude do atraso de linhas de transmissão que reduziram o recurso do MRE proveniente das usinas estruturantes - Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.

- **Anexo I - Determinação do fator de direito da usina hidrelétrica do MRE:** esta etapa determina um fator que indica qual percentual do impacto financeiro associado ao GSF a parcela de usina do MRE tem direito.
- **Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016:** esta etapa determina o valor da garantia física de repasse do risco hidrológico para os anos de 2013 a 2016.
- **Anexo III - Atualização e Consolidação do impacto financeiro ao MRE:** esta etapa atualiza e consolida os valores mensais que cada usina do MRE percebe em virtude das rubricas anteriormente descritas.
- **Anexo IV – Determinação da Extensão de Outorga das Usinas Hidrelétricas participantes do MRE:** esta etapa determina o período de extensão das outorgas das usinas hidrelétricas participantes do MRE, a partir do valor do impacto financeiro dessas usinas.

2. Detalhamento das Etapas da Apuração dos Impactos do GSF

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Apuração dos Impactos do GSF”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada e saída.

2.1. Determinação do Impacto Financeiro em virtude da motorização diferenciada de Usinas Estruturantes

Objetivo:

Determinar o impacto financeiro causado às usinas participantes do MRE em virtude do processo diferenciado de motorização das usinas estruturantes – Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, seguindo as diretrizes da Lei nº 14.052/2020.

Contexto:

As usinas estruturantes tiveram um processo de motorização diferenciado, o que propiciou uma antecipação nos direitos de garantia física destas usinas. Em decorrência deste processo, deve-se estimar os impactos financeiros às usinas participantes do MRE, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Desta forma, nesta etapa do presente módulo determina-se o Impacto Financeiro causado ao MRE em virtude da motorização diferenciada das usinas estruturantes. A Figura 2 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

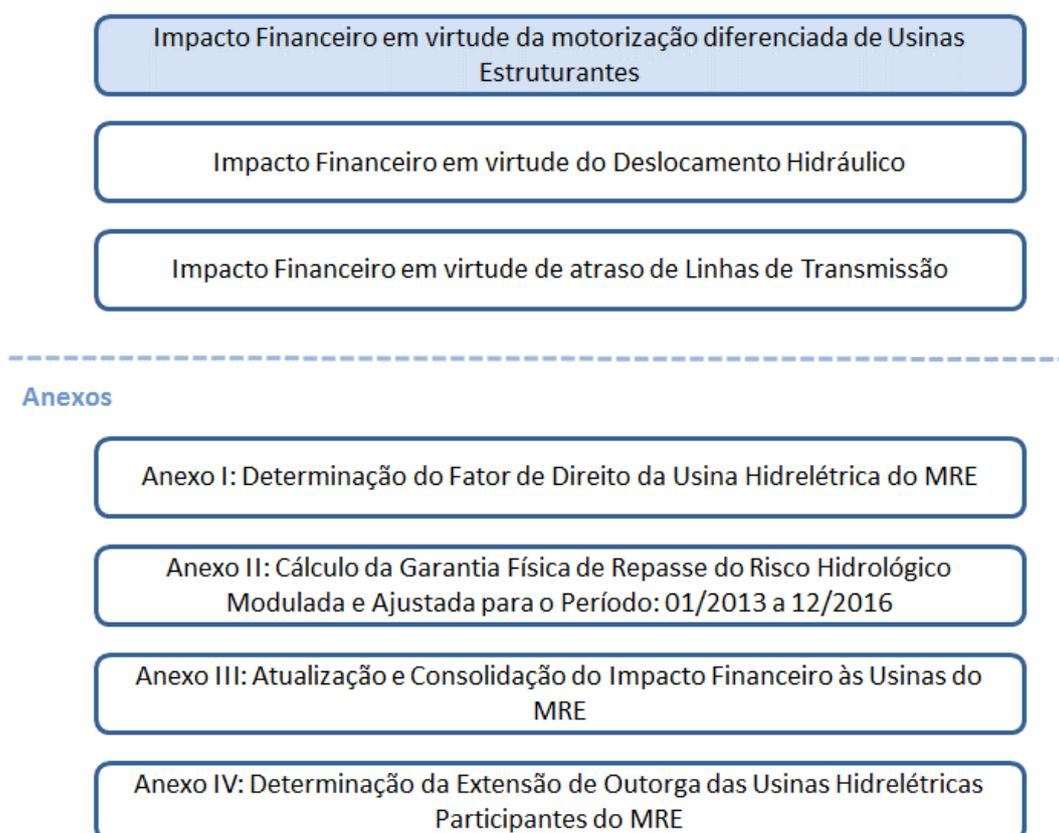


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude da motorização diferenciada de Usinas Estruturantes

Detalhamento do Impacto Financeiro derivado da motorização das usinas estruturantes às usinas do MRE

1. O Impacto Financeiro Mensal às Usinas Hidrelétricas em função da Motorização de Usinas estruturantes é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IFM_UHE_MOT_EST_{p,m} = \sum_{r,w \in m} IF_UHE_MOT_EST_{p,r,w}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_UHE_MOT_EST_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização das Usinas Estruturantes para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

$IF_UHE_MOT_EST_{p,r,w}$ é o Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização das Usinas Estruturantes para a parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 1.1. O Impacto Financeiro às Usinas Hidrelétricas em Função da Motorização de Usinas estruturantes é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IF_UHE_MOT_EST_{p,r,w} = \max\left(0; \left((NOVA_GFIS_3_{p,r,w} + NOVO_DSEC_P_{p,r,w}) - (GFIS_3_{p,r,w} + DSEC_P_{p,r,w}) \right) * (PLD_{s,r,w} - NOVA_TEO_PAG_{p,r,w}) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IF_UHE_MOT_EST_{p,r,w}$ é o Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização das Usinas Estruturantes para a parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

$NOVA_GFIS_3_{p,r,w}$ é a Nova Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina "p", no patamar "r", da semana "w"

$NOVO_DSEC_P_{p,r,w}$ é o Novo Direito à Energia Secundária por parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

$GFIS_3_{p,r,w}$ é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina "p", no patamar "r", da semana "w"

$DSEC_P_{p,r,w}$ é o Direito à Energia Secundária por parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

$PLD_{s,r,w}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado "s", no patamar "r", da semana "w"

$NOVA_TEO_PAG_{p,r,w}$ é a Nova Tarifa de Energia de Otimização de Pagamento da parcela de usina "p", utilizada para valorar a energia recebida no MRE no patamar "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 1.2. A Nova Tarifa de Energia de Otimização de Pagamento é determinada a partir da seguinte expressão:

$$NOVA_TEO_PAG_{p,r,w} = \frac{NOVO_TOT_PAG_MRE_{r,w}}{\sum_{p \in PMRE} NOVA_RECEBIDA_MRE_{p,r,w}}$$

Onde:

$NOVA_TEO_PAG_{p,r,w}$ é a Nova Tarifa de Energia de Otimização de Pagamento da parcela de usina "p", utilizada para valorar a energia recebida no MRE no patamar "r", da semana "w"

$NOVO_TOT_PAG_MRE_{r,w}$ é o Novo Total de Pagamento ao MRE, no patamar "r", da semana "w"

$NOVA_RECEBIDA_MRE_{p,r,w}$ é a Nova Energia Recebida do MRE da parcela de usina "p", no patamar "r", da semana "w"

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude da motorização diferenciada de Usinas Estruturantes

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

Importante:

Os valores associados aos acrônimos $NOVA_GFIS_3_{p,r,w}$, $NOVO_DSEC_P_{p,r,w}$, $NOVO_TOT_PAG_MRE_{r,w}$ e $NOVA_RECEBIDA_MRE_{p,r,w}$ são obtidos a partir do processamento do MRE com base no valor ordinário de garantia física associado a unidade geradora (Garantia Física de Motorização - $GFIS_MOT_{p,n}$), informado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Para o período de março de 2012 a agosto de 2012, o valor da $NOVA_TEO_PAG$ será igual para todas as semanas e patamares de carga, conforma regra de comercialização vigente à época.

2.1.1. Dados de Entrada do Impacto Financeiro derivado da motorização das usinas estruturantes às usinas do MRE

Direito à Energia Secundária		
DSEC_P_{p,r,w}	Descrição	Direito à Energia Secundária da parcela de usina "p" participante do MRE, corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária, apurado no patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE		
GFIS_3_{p,r,w}	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina "p" e ajustada em função da existência de energia suficiente para cobertura das garantias físicas totais do MRE, no patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Nova Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE		
NOVA_GFIS_3_{p,r,w}	Descrição	Nova Garantia Física modulada da parcela de usina "p" e ajustada em função da existência de energia suficiente para cobertura das garantias físicas totais do MRE, no patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Novo Direito à Energia Secundária		
NOVO_DSEC_P_{p,r,w}	Descrição	Novo Direito à Energia Secundária da parcela de usina "p" participante do MRE, corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária apurado no patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Novo Total de Pagamento ao MRE		
NOVO_TOT_PAG_MRE_{r,w}	Descrição	Novo Total de Pagamento ao MRE, no patamar "r", da semana "w"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude da motorização diferenciada de Usinas Estruturantes

Nova Energia Recebida do MRE		
NOVA_RECEBIDA_MRE_{p,r,w}	Descrição	Nova Energia Recebida do MRE da parcela de usina "p", no patamar "r", da semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD_{s,r,w}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.1.2. Dados de Saída do Impacto Financeiro derivado da motorização das usinas estruturantes às usinas do MRE

		Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização da Usina Estruturante
IFM_UHE_MOT_EST_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização da Usina Estruturante para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

2.2. Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico

Objetivo:

Determinar o impacto financeiro causado às usinas participantes do MRE em virtude do Deslocamento Hidráulico, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Contexto:

Esta etapa do presente módulo determina o “Impacto Financeiro causado ao MRE em virtude do Deslocamento Hidráulico”. A Figura 3 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

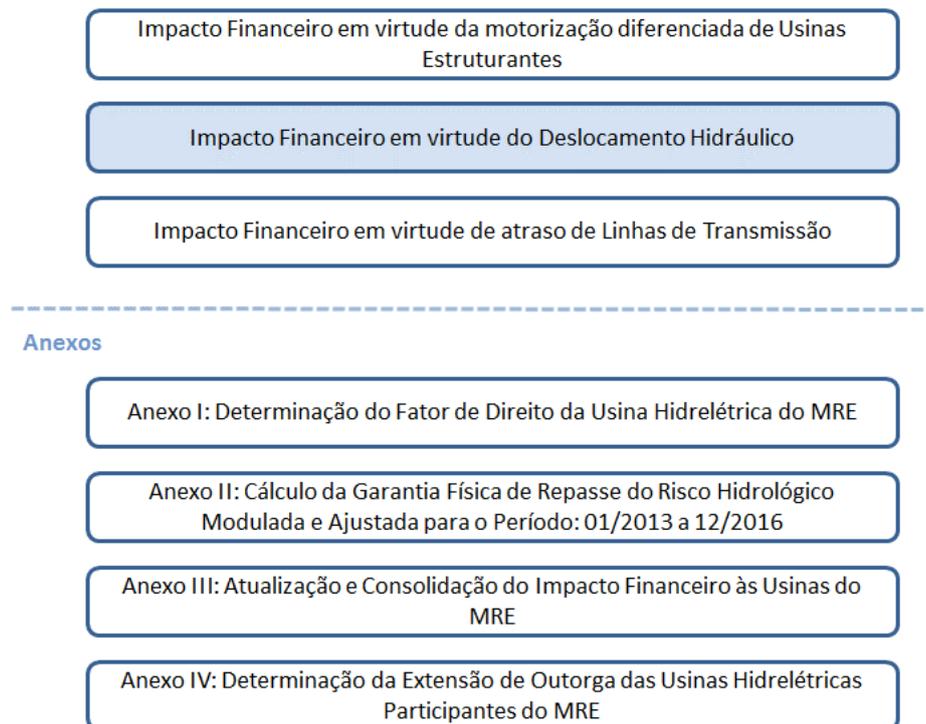


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

2.2.1. Detalhamento do Impacto Financeiro em Função do Deslocamento Hidráulico

2. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar é determinado pela soma da geração por segurança energética e da importação líquida de energia sem garantia física associada, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_PRE_j = \sum_p G_SE_{p,j} + (IMP_j * XP_GLF_j)$$

Onde:

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização “j”

G_SE_{p,j} é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

IMP_j é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada, no período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, no período de comercialização “j”

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico

- 2.1. A Geração realizada por segurança energética corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética:

$$G_{SE_{p,j}} = G_{p,j} * F_{SEG_ENER_{p,j}}$$

Onde:

$G_{SE_{p,j}}$ é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

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

$F_{SEG_ENER_{p,j}}$ é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

- 2.2. O montante de Importação Líquida sem Garantia Física Associada é determinado pela soma da importação líquida dos pontos de medição de todas as conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre Brasil e os países vizinhos. Este montante é definido a partir da seguinte expressão:

$$IMP_j = \sum_{CONV} IMP_CONV_{i^*,j}$$

Onde:

IMP_j é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada no período de comercialização "j"

$IMP_CONV_{i^*,j}$ é a Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora i^* , no período de comercialização "j"

"CONV" refere-se ao conjunto de conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre o Brasil e países vizinhos

" i^* " representa todos os pontos de medição "i" de uma unidade conversora

Importante:

A Importação Líquida de Conversora (IMP_CONV) será apurada através dos valores registrados no SCDE, abatidos dos montantes de importação com garantia física programada por ordem de mérito.

3. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar é determinado considerando as parcelas de usinas termelétricas despachadas por restrição elétrica, cuja geração foi indicada pelo ONS como elegível à composição do deslocamento hidráulico de usinas do MRE, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_PRE_j = \sum_p (G_CONST_ON_{p,j} * F_DH_{p,j})$$

Onde:

$DH_ELE_PRE_j$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

$G_CONST_ON_{p,j}$ é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$F_DH_{p,j}$ Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

Importante:

A princípio, a geração por constrained-on que desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta todo o SIN, ou seja, restrições que afetam somente um submercado, ou grupos de submercados, não causam deslocamento hidráulico por restrição elétrica. Contudo, dentre as restrições que afetam todo o SIN, devem ser desconsideradas as que estiverem previstas no Deck do Decomp (formou preço), além daquelas que forem indicadas pelo ONS que não devem ser consideradas pois estão associadas à reserva operativa ou estão enquadradas no atendimento às Portarias do MME nº 41, de 26 de fevereiro de 2015; nº 15, de 20 de janeiro de 2016; nº 179, de 11 de maio de 2016; nº 180, de 11 de maio de 2016; e nº 492, de 19 de dezembro de 2017.

Por exemplo, supondo que em um determinado período de comercialização há 10 usinas despachadas por constrained-on que afetem todo o SIN. A princípio, toda essa geração deslocou o MRE. Todavia, se duas já estavam previstas no Deck do Decomp e uma foi indicada pelo ONS que não deve ser considerada, apenas a geração de 7 dessas usinas despachadas por constrained-on causam deslocamento ao MRE.

- 3.1. A Geração Realizada para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On é determinada pela geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Restrição de Operação, expresso por:

$$G_CONST_ON_{p,j} = G_{p,j} * F_REST_OP_{p,j}$$

Onde:

$G_CONST_ON_{p,j}$ é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

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

$F_REST_OP_{p,j}$ é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

4. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Energético é determinada a partir da alocação do total de indisponibilidade de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de forma proporcional ao montante de deslocamento hidráulico de origem energética, em relação ao total de deslocamento hidráulico apurado, a partir da seguinte expressão:

$$IND_DH_ENER_j = TOT_IND_j * \frac{DH_ENER_PRE_j}{DH_ENER_PRE_j + DH_ELE_PRE_j + G_CONST_ON_NDH_j}$$

Onde:

$IND_DH_ENER_j$ é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética no período de comercialização "j"

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico no período de comercialização "j"

$DH_ENER_PRE_j$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização "j"

$DH_ELE_PRE_j$ é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

$G_CONST_ON_NDH_j$ é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

- 4.1. O Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico é determinado a partir da soma das indisponibilidades, subtraída a Geração

Substituta no centro de gravidade, apuradas para as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito econômico, a partir da seguinte expressão:

$$TOT_IND_j = \max \left(0; \left(\sum_p IND_{p,j} - \sum_p (GSUB_ONS_{p,j} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j}) \right) \right)$$

Onde:

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico no período de comercialização "j"

IND_{p,j} é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo "p", no período de comercialização "j"

GSUB_ONS_{p,j} é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p" despachada por mérito de custo, no período de comercialização "j"

F_PDI_{p,j} é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", 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"

- 4.1.1. Para os meses de apuração anteriores a janeiro de 2020, a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico deve ser calculada para usinas não hidráulicas despachadas por ordem de mérito e que não tenham direito a receber encargos por restrição de operação, sendo determinada a partir da diferença entre o despacho efetivo do ONS e a geração efetivamente realizada pela parcela de usina, a partir da seguinte expressão:

$$\text{Se } DOMP_ONS_{p,j} = 0$$

$$IND_{p,j} = 0$$

Caso Contrário

$$IND_{p,j} = (DOMP_DECK_{p,j} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j}) - G_{p,j}$$

Onde:

IND_{p,j} é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo "p", no período de comercialização "j"

DOMP_ONS_{p,j} é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

DOMP_DECK_{p,j} é o Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F_PDI_{p,j} é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", 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"

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

- 4.1.2. Para os meses de apuração a partir de janeiro de 2020, a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico deve ser calculada para usinas não hidráulicas despachadas por ordem de mérito e que não tenham direito a receber encargos por restrição de operação, sendo determinada a partir da diferença entre o despacho efetivo do ONS e a geração efetivamente realizada pela parcela de usina, a partir da seguinte expressão:

$$\text{Se } DOMP_ONS_{p,j} = 0$$

$$IND_{p,j} = 0$$

Caso Contrário

$$IND_{p,j} = (DOMP_DECK_DESSEM_{p,j} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j}) - G_DOMP_{p,j} - QEA_RET_OP_{p,j}$$

Onde:

IND_{p,j} é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo "p", no período de comercialização "j"

DOMP_ONS_{p,j} é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

DOMP_DECK_DESSEM_{p,j} é o Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

F_PDI_{p,j} é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", 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"

G_DOMP_{p,j} é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

QEA_REST_OP_{p,j} é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

Importante:

Somente existirão valores para DOMP_DECK_DESSEM em períodos em que o CVU é menor que o CMO do barramento da usina.

- 4.2. A Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico é pela seguinte expressão:

$$G_CONST_ON_NDH_j = \sum_p (G_CONST_ON_{p,j} * F_NDH_{p,j})$$

Onde:

G_CONST_ON_NDH_j é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

G_CONST_ON_{p,j} é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

F_NDH_{p,j} Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

Importante:

A geração por constrained-on que não desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta um determinado submercado ou subsistema (grupo de submercados).

5. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinada a partir da diferença entre a indisponibilidade total apurada das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito e o montante de indisponibilidade alocado para o deslocamento hidráulico de origem energética, a partir da seguinte expressão:

$$IND_DH_ELE_j = TOT_IND_j * \frac{DH_ELE_PRE_j}{DH_ENER_PRE_j + DH_ELE_PRE_j + G_CONST_ON_NDH_j}$$

Onde:

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico

IND_DH_ELE_j é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica no período de comercialização "j"

TOT_IND_j é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico no período de comercialização "j"

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização "j"

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

G_CONST_ON_NDH_j é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

6. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico energético preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa parcela de deslocamento, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ENER_j = \max(0; \max(0; (DH_ENER_PRE_j - IND_DH_ENER_j))) - DH_ENER_CONTAB_j$$

Onde:

DH_ENER_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética no período de comercialização "j"

DH_ENER_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização "j"

IND_DH_ENER_j é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética no período de comercialização "j"

DH_ENER_CONTAB_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética da Contabilização no período de comercialização "j"

Importante:

O acrônimo DH_ENER_CONTAB só apresenta valor a partir de abril de 2017, pois o deslocamento hidráulico de origem energética já foi contabilizado a partir desta data e, portanto, deve ser desconsiderado neste processamento.

7. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico elétrico preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa parcela de deslocamento, a partir da seguinte expressão:

$$DH_ELE_j = \max(0; (DH_ELE_PRE_j - IND_DH_ELE_j))$$

Onde:

DH_ELE_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização "j"

DH_ELE_PRE_j é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

IND_DH_ELE_j é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica no período de comercialização "j"

8. O montante Total de Deslocamento Hidráulico é determinado pela soma do Deslocamento Hidráulico Energético e pelo Deslocamento Hidráulico Elétrico:

$$TOT_DH_j = DH_ENER_j + DH_ELE_j$$

Onde:

TOT_DH_j é o Total do Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

DH_ENER_j é o Deslocamento Hidráulico Energético no período de comercialização "j"

DH_ELE_j é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização "j"

9. O montante de Deslocamento Hidráulico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH_{UHE_{p,j}} = TOT_DH_j * \frac{GFIS_2_RRH_{p,r,w}}{\sum_p GFIS_2_RRH_{p,r,w}}$$

$$\forall j \in r, w$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH_{UHE_{p,j}}$ é o Deslocamento Hidráulico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

TOT_DH_j é o Total do Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

$GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

A origem do acrônimo $GFIS_2_RRH_{p,r,w}$, depende do mês de apuração:

- A partir de janeiro de 2017, $GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é obtido do módulo "Repactuação do Risco Hidrológico"
- Para os meses anteriores a janeiro de 2017, $GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é calculado no Anexo II do presente documento.

Se o processamento do cálculo do deslocamento hidráulico envolver os meses a partir de janeiro de 2020, a dimensão do acrônimo $GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ se altera para $GFIS_2_RRH_{p,j}$.

10. O Impacto Financeiro Mensal às Usinas do MRE em Função do Deslocamento Hidráulico é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IFM_{UHE_DH_{p,m}} = \sum_{j \in m} IF_{UHE_DH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_{UHE_DH_{p,m}}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do Deslocamento Hidráulico para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

$IF_{UHE_DH_{p,j}}$ é o Impacto Financeiro do Deslocamento Hidráulico da Usina Hidrelétrica 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

- 10.1. O Impacto Financeiro às usinas do MRE em função do Deslocamento Hidráulico é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento hidráulico da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD_H do submercado da usina hidrelétrica e o PLD_X , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, e pelo Fator de Direito das Usinas do MRE, para cada parcela de usina hidráulica, e para cada período de comercialização, a partir da seguinte expressão:

$$IF_{UHE_DH_{p,j}} = \max\left(0; \left(DH_{UHE_{p,j}} * (PLD_{H_{s,j}} - PLD_{X_f})\right)\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

IF_UHE_DH_{p,j} é o Impacto Financeiro do Deslocamento Hidráulico da Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

DH_UHE_{p,j} é o Deslocamento Hidráulico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

PLD_H_{s,j} é o Preço de Liquidação de Diferenças Horário do submercado "s", no período de comercialização "j" em que está localizada a parcela de usina hidráulica "p"

PLD_X_f é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração "f"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

Se o processamento do cálculo do deslocamento hidráulico envolver os meses a partir de janeiro de 2020, deve-se substituir o acrônimo PLD_H_{s,j} pelo acrônimo PLD_{s,j}.

2.2.2. Dados de Entrada do Impacto Financeiro em Função do Deslocamento Hidráulico

Deslocamento Hidráulico de origem Energética da Contabilização		
DH_ENER_CONTAB_j	Descrição	Deslocamento Hidráulico de origem Energética da Contabilização no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito Enviado pelo ONS		
DOMP_ONS_{p,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS para cada parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito Efetivo do Deck do ONS		
DOMP_DECK_{p,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Despacho por Ordem de Mérito Efetivo do Deck do ONS		
DOMP_DECK_DESSEM_{p,j}	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Deslocamento Hidráulico		
F_DH_{p,j}	Descrição	Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Não Deslocamento Hidráulico		
F_NDH_{p,j}	Descrição	Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico

Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética		
F_SEG_ENER_{p,j}	Descrição	Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator do Encargo por Restrição de Operação		
F_REST_OP_{p,j}	Descrição	Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Final da Usina		
G_{p,j}	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
Geração Final na Ordem de Mérito		
G_DOMP_{p,j}	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada		
GFIS_2_RRH_{p,r,w}	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 patamar "r", da semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico); ou Apuração Impactos do GSF (Anexo II - Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Apuração dos Impactos do GSF - Determinação do Impacto Financeiro em virtude do Deslocamento Hidráulico

Geração Substituta Efetiva		
GSUB_ONS_{p,j}	Descrição	Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p" despachada por mérito custo, período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Importação Líquida de Conversora		
IMP_CONV_{i*,j}	Descrição	Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora "i*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS e CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças Horário		
PLD_H_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PLD_X		
PLD_X_r	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração "f"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Detalhamento do Cálculo do PLD_X)
	Valores Possíveis	Positivos
Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação		
QEA_RET_OP_{p,j}	Descrição	Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	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 participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1.
	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_GLF_j	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), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2.3. Dados de Saída do Impacto Financeiro em Função do Deslocamento Hidráulico

Impacto Financeiro do Deslocamento Hidráulico da Usina Hidrelétrica		
IFM_UHE_DH_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal do Deslocamento Hidráulico da Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

2.3. Determinação do Impacto Financeiro em virtude de atraso de Linhas de Transmissão

Objetivo:

Determinar o impacto financeiro causado às usinas participantes do MRE em virtude do atraso de linhas de transmissão que impactaram no escoamento de energia das usinas estruturantes, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Contexto:

Esta etapa do presente módulo determina o “Impacto Financeiro causado ao MRE em virtude do Atraso de Linhas de Transmissão”. A Figura 4 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

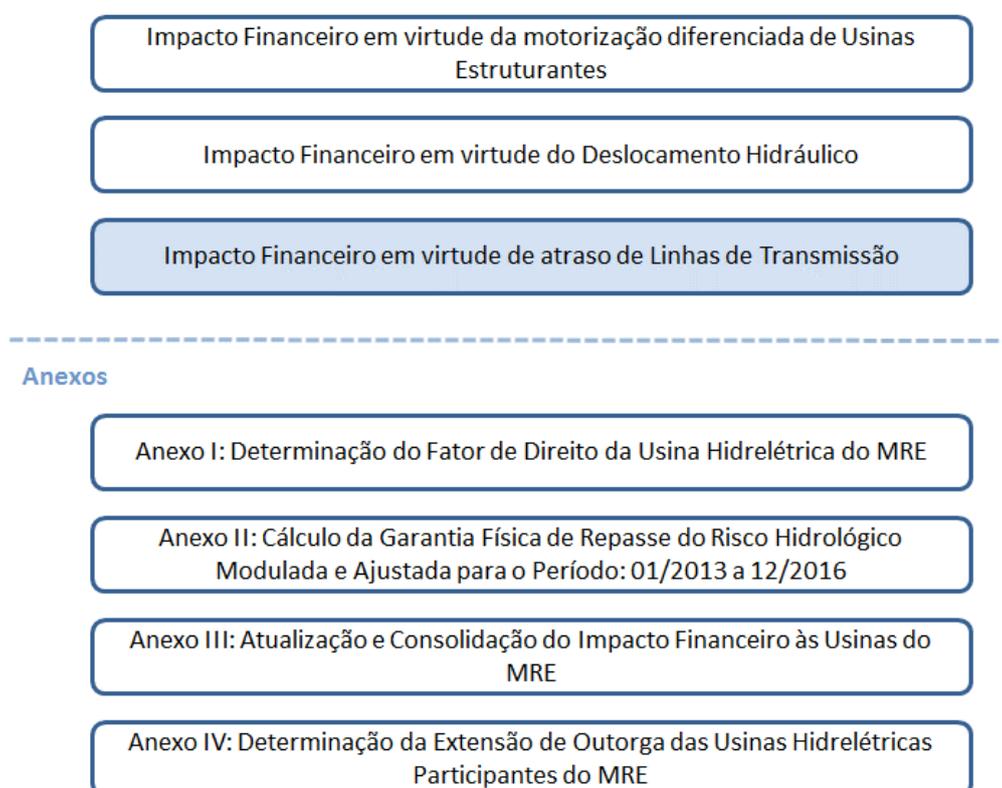


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

2.3.1. Detalhamento do Impacto Financeiro em Função do Atraso de Linhas de Transmissão

11. O Total do Montante Energético em virtude do atraso de linhas de transmissão é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TOT_MONT_ENER_LT_j = \sum_p (MONT_AT_LT_{p,j} * F_PDI_{p,j} * UXP_GLF_{p,j})$$

Onde:

TOT_MONT_ENER_LT_j é o Total do Montante Energético em função do Atraso de Linhas de Transmissão no período de comercialização “j”

$MONT_AT_LT_{p,j}$ é a Montante de Energia Vinculado ao Atraso de Linha de Transmissão da parcela de usina hidráulica estruturante "p", no período de comercialização "j"

$F_PDI_{p,j}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

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

12. O Montante Energético de uma Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linha de Transmissão é determinado a partir da alocação do Total do Montante Energético em virtude do atraso de linhas de transmissão de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada, a partir da seguinte expressão:

$$MONT_UHE_LT_{p,j} = TOT_MONT_ENER_LT_j * \frac{GFIS_2_{p,r,w}}{\sum_p GFIS_2_{p,r,w}}$$

$$\forall j \in r, w$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$MONT_UHE_LT_{p,j}$ é o Montante Energético de uma Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linha de Transmissão de uma Usina Hidrelétrica estruturante da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$TOT_MONT_ENER_LT_j$ é o Total do Montante Energético em função do Atraso de Linhas de Transmissão no período de comercialização "j"

$GFIS_2_{p,r,w}$ é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

13. O Impacto Financeiro Mensal às Usinas do MRE em Função do Atraso de Linhas de Transmissão é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IFM_UHE_LT_{p,m} = \sum_{j \in m} IF_UHE_LT_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_UHE_LT_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

$IF_UHE_LT_{p,j}$ é o Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 13.1. O Impacto Financeiro às usinas do MRE em função do Atraso de Linhas de Transmissão é determinado a partir do produto entre o Montante Energético Vinculado ao Atraso da Linha de Transmissão de uma Usina Hidrelétrica e o PLD do submercado da usina hidrelétrica descontado da Tarifa de Energia de Otimização, para cada parcela de usina hidráulica, "p", e para cada período de comercialização "j", a partir da seguinte expressão:

$$IF_UHE_LT_{p,j} = \max\left(0; \left(MONT_UHE_LT_{p,j} * (PLD_H_{s,j} - TEO_{p,m})\right)\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$IF_UHE_LT_{p,j}$ é o Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica em função do do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p", participante do MRE, no período de comercialização "j"

$MONT_UHE_LT_{p,j}$ é o Montante Energético de uma Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linha de Transmissão de uma Usina Hidrelétrica estruturante da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$PLD_H_{s,j}$ é o Preço de Liquidação de Diferenças Horário do submercado "s", no período de comercialização "j" em que está localizada a parcela de usina hidráulica "p"

$TEO_{p,m}$ é a Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina "p", utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

2.3.2. Dados de Entrada do Impacto Financeiro em Função do Atraso de Linhas de Transmissão

Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física Modulada Ajustada		
GFIS_2_{p,r,w}	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 patamar de carga "r" e semana "w"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Atraso Vinculado ao Atraso de Linha de Transmissão		
MONT_AT_LT_{p,j}	Descrição	Montante de Atraso Vinculado ao Atraso de Linha de Transmissão da usina não hidráulica estruturante "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Preço de Liquidação das Diferenças Horário		
PLD_H_{s,j}	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Tarifa de Energia de Otimização		
TEO_{p,m}	Descrição	Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina "p" utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF_{p,j}	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 _{p,j} é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3.3. Dados de Saída do Impacto Financeiro em Função do Atraso de Linhas de Transmissão

Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do do Atraso de Linhas de Transmissão		
IFM_UHE_LT_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p", participante do MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

3. Anexos

Os anexos calculam dados necessários para o processamento do impacto financeiro do GSF sobre as usinas hidrelétricas do MRE.

3.1. Anexo I – Determinação do Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE

Objetivo:

Determinar o Fator de Direito das usinas do MRE aos impactos financeiros associados ao GSF, seguindo as diretrizes da Lei nº 14.052/2020.

Contexto:

As usinas do MRE têm direito a serem ressarcidas dos impactos financeiros do GSF, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Todavia, o percentual que a usina tem direito de ressarcimento varia se a usina estiver no regime de cotas de garantia física, se for a usina de Itaipu ou se tiver participado do processo de repactuação do risco hidrológico.

Desta forma, este anexo determina o Fator de Direito das Usinas Hidrelétricas do MRE. A Figura 5 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

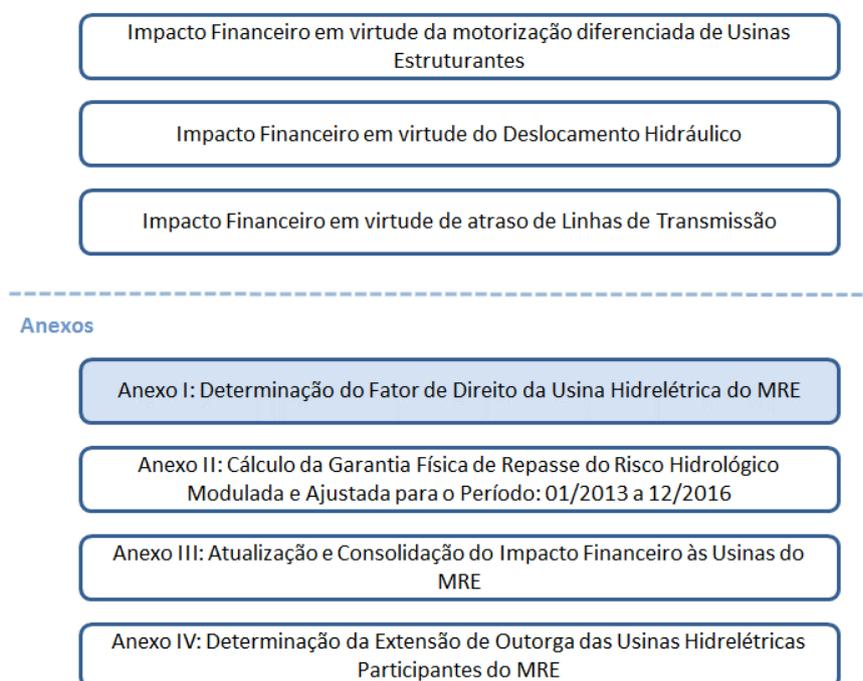


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras - "Apuração dos Impactos do GSF"

3.1.1. Detalhamento do cálculo do Fator de Direito das Usinas do MRE

14. O Fator de Direito das Usinas Hidrelétricas do MRE está vinculado a condição da usina no momento da realização do cálculo.

15. Para a usina de Itaipu, o Fator de Direito das Usinas do MRE será zero para todos os meses do período de apuração do impacto do GSF:

Para a usina de Itaipu, em todos os meses:

$$FD_{UHE_{p,m}} = 0$$

Onde:

$FD_{UHE_{p,m}}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

16. Para as usinas do regime de cotas de garantia física o Fator de Direito das Usinas do MRE deve ser calculado para os meses anteriores e posteriores ao início do regime de cotas de garantia física.
17. Para os meses anteriores à entrada no regime de cotas de garantia física, o Fator de Direito das Usinas do MRE é determinado a partir das seguintes expressões:

Para usinas que tiveram prorrogação dos contratos de concessão:

$$FD_{UHE_{p,m}} = 1$$

Caso contrário

$$FD_{UHE_{p,m}} = 0$$

Onde:

$FD_{UHE_{p,m}}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

18. Para os meses posteriores à entrada no regime de cotas de garantia física, o Fator de Direito das Usinas do MRE é determinado a partir da seguinte expressão:

$$FD_{UHE_{p,m}} = 0$$

Onde:

$FD_{UHE_{p,m}}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

Importante:

Para usinas do regime de cotas de garantia física que tenham uma parcela associada ao ACR e outra parcela associada ao ACL:

- Para a parcela do ACR em todos os meses do horizonte de cálculo, o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE será zero;
- Para a parcela do ACL, durante o período de cotas, o Fator de Direito das Usinas Hidrelétrica será 1.

19. Para usinas que repactuaram o risco hidrológico do ACR, o fator de direito depende do mês em que está sendo realizado o cálculo e leva em consideração o montante repactuado e a garantia física da usina, conforme as seguintes expressões:

A partir do primeiro mês em que a usina é considerada no processo de apuração da repactuação do risco hidrológico:

$$FD_{UHE_{p,m}} = 1 - \min \left(1; \left(\frac{\sum_{j \in m} (MONT_RRH_ACR_{p,j} * SPD_m)}{\sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * UXP_GLF_{p,j}) * F_PDI_GF_{p,f-1}} \right) \right)$$

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo I – Determinação do Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE

Para os meses anteriores ao início da apuração da repactuação do risco hidrológico:

$$FD_UHE_{p,m} = FD_UHE_{p,m^*}$$

$$\forall p \in PMRE_RRH_ACR$$

Onde:

$FD_UHE_{p,m}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a 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 é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

GF_p é a Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

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

$F_PDI_GF_{p,f-1}$ 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"

" $PMRE_RRH_ACR$ " é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

" m^* " corresponde ao primeiro mês para o qual a usina participa da repactuação do risco hidrológico

Importante:

Para as usinas que repactuaram deve-se considerar o seguinte:

- A partir do mês em que a usina inicia a participação no processo de repactuação do risco hidrológico, deve-se utilizar os dados atrelados ao processo de repactuação.
- Para todos os meses anteriores ao início da participação da usina no processo de repactuação do risco hidrológico, considera-se o Fator de Direito apurado para o primeiro mês para o qual foi apurada a repactuação. Por exemplo, para as usinas que iniciaram o cálculo da repactuação a partir de janeiro de 2016, todos os meses anteriores irão considerar o Fator de Direito igual ao calculado para janeiro de 2016.

20. Para usinas participantes do MRE que não se enquadram no regime de cotas de garantia física, não sendo a usina de Itaipu e as que não repactuaram o risco hidrológico, o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE será:

Para usinas que não participam do regime de cotas e, que não são cadastradas como a usina de Itaipu e não repactuaram o risco hidrológico, em todos os meses:

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

Onde:

$FD_UHE_{p,m}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

Importante:

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $FD_{UHE_{p,m}}$ ($ADDC_{FD_{UHE_{p,m}}}$) da parcela de usinas "p", no mês de apuração do mês "m", poderão sobrescrever o valor calculado para o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE (Linhas de Comando 15, 16 e 17).

3.1.2. Dados de Entrada do Anexo I - Cálculo do Fator de Direito das Usinas Hidrelétricas do MRE

Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina		
UXP_GLF_{p,j}	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 _{p,j} é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas		
F_PDI_GF_{p,f-1}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Montante de Repasse do Risco Hidrológico do ACR		
MONT_RRH_ACR_{p,j}	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

Duração de um período de comercialização em horas		
SPD_m	Descrição	Equivale a um período de comercialização, sendo aplicado no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	1

3.1.3. Dados de Saída do cálculo do Fator de Direito das Usinas Hidrelétricas do MRE

		Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE	
FD_UHE_{p,m}	Descrição	Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de apuração "m"	
	Unidade	n.a.	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

3.2. Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

Objetivo:

O objetivo deste anexo é determinar o valor da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016, tendo como base as regras vigentes em cada mês do período considerado.

Contexto:

A Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada é o fator de rateio do impacto financeiro do Deslocamento Hidráulico entre as usinas hidrelétricas do MRE. Todavia, este acrônimo só passou a ser apurado pelas Regras de Comercialização a partir de janeiro de 2017. Desta forma, este anexo tem como finalidade calcular este acrônimo para o período entre janeiro de 2013 e dezembro de 2016. A Figura 6 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

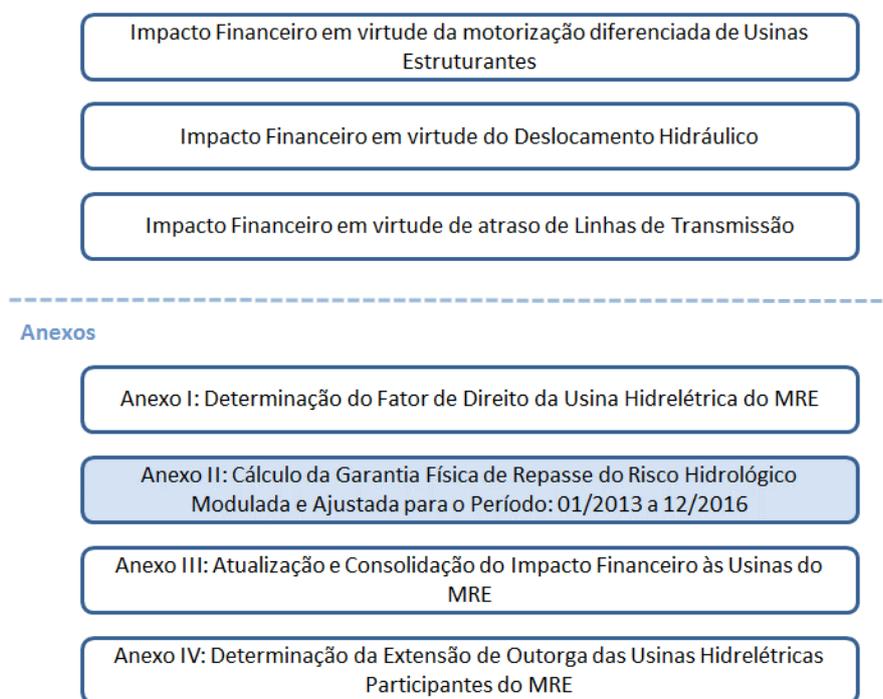


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras - "Apuração dos Impactos do GSF"

3.2.1. Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a setembro de 2013 – base Módulo Garantia Física Versão 2013.1.0 e Medição Contábil 2013.0.0.

O processo de determinação da modulação da garantia física do MRE para fins de rateio do impacto financeiro associado ao deslocamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas do MRE, para o período de janeiro de 2013 a setembro de 2013, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- Para usinas participantes do MRE e motorizadas, a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela garantia física sazonalizada de forma Apuração dos Impactos do GSF - Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

proporcional ao número de horas do mês (sazonalização *flat*), ajustada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias:

$$MGFIS_RRH_{p,m} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico 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"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado 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"

$F_PDI_GF_{p,f-1}$ 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"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

22. A quantidade modulada das usinas motorizadas participantes do MRE deve respeitar o limite máximo de Reserva de Potência do sistema, estabelecida nos Procedimentos de Rede do ONS, dado pela seguinte expressão:

$$GFIS_MAX_RRH_{p,j} = EP_{p,m} * LRP_p * SPD_m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$EP_{p,m}$ é a Potência Efetiva Mensal da parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de comercialização "m"

LRP_p é o Limite de Reserva de Potência, definido por parcela de usina "p"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

23. Para as usinas motorizadas, exceto a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física mensal, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = MGFIS_RRH_{p,m} * F_MRE_j$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 23.1. 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:

$$F_MRE_j = \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in m} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

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

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

24. Para a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico nos períodos de comercialização compreendidos no patamar de carga Pesada equivale ao limite máximo para modulação, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = GFIS_MAX_RRH_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"p" refere-se a usina de Itaipu

25. Para a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico nos demais períodos de comercialização, compreendidos nos patamares de carga Leve e Média, é apurada pela aplicação de um fator, que representa o perfil da geração do MRE nos patamares de carga Leve e Média, na garantia física mensal *flat* da usina, descontada do total a garantia física alocada no patamar de carga Pesada, que equivale ao limite máximo para modulação, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = \left(MGFIS_RRH_{p,m} - \sum_{j \in JRP} GFIS_MAX_RRH_{p,j} \right) * \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in JRLM} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

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

"JRP" é o conjunto de períodos de comercialização "j", pertencente ao patamar de carga Pesada "r", no mês de apuração "m"

"JRLM" é o conjunto de períodos de comercialização "j", pertencente aos patamares de carga Leve e Média "r", no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

"p" refere-se a usina de Itaipu

26. Para os períodos de comercialização onde o limite máximo de garantia física foi ultrapassado verifica-se o excesso de alocação, que corresponde à diferença entre a

garantia física modulada e seu limite máximo para a modulação. Nesses momentos há, portanto, excedente de alocação, conforme a expressão:

$$EXCED_GFIS_RRH_{p,j} = \max(0; GFIS_0_RRH_{p,j} - GFIS_MAX_RRH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

EXCED_G FIS_RRH_{p,j} é Quantidade Excedente ao Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE por período de comercialização "j"

GFIS_MAX_RRH_{p,j} é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

27. Para os períodos de comercialização onde a garantia física inicialmente modulada não atingiu o limite máximo de garantia física, determina-se a disponibilidade de absorção, que corresponde à diferença entre o limite máximo para a modulação e garantia física modulada. Nesses momentos não há, portanto, quantidade excedente, conforme a expressão:

$$DISP_GFIS_RRH_{p,j} = \max(0; GFIS_MAX_RRH_{p,j} - GFIS_0_RRH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DISP_G FIS_RRH_{p,j} é a Quantidade Disponível para alocação do excedente de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

GFIS_MAX_RRH_{p,j} é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

28. Para as usinas motorizadas, a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico fica:

$$GFIS_1_RRH_{p,j} = GFIS_0_RRH_{p,j} - EXCED_GFIS_RRH_{p,j} + \sum_{j \in m} EXCED_GFIS_RRH_{p,j} * \frac{DISP_GFIS_RRH_{p,j}}{\sum_{j \in m} DISP_GFIS_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS_1_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

EXCED_G FIS_RRH_{p,j} é Quantidade Excedente ao Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

DISP_G FIS_RRH_{p,j} é a Quantidade Disponível para alocação do excedente de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

29. Para as usinas em fase de motorização, a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico equivale à garantia física média parcial proporcional às unidades geradoras em operação comercial, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_1_RRH_{p,j} = MGFIS_N_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_1_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", participante do MRE por período de comercialização "j"

$MGFIS_N_{p,j}$ é a Garantia Física Média Parcial proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial 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"

30. A Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada, é obtida pela seguinte expressão:

$$GFIS_2_RRH_{p,r,w} = \sum_{j \in RW} (GFIS_1_RRH_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} * F_DISP_{p,m})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

$GFIS_1_RRH_{p,j}$ 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"

"RW" é o conjunto dos períodos de comercialização "j", pertencentes ao patamar de carga "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

3.2.2. Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de outubro de 2013 a dezembro de 2013 – base Módulo Garantia Física Versão 3.0

O processo de determinação da modulação da garantia física do MRE para fins de rateio do impacto financeiro associado ao deslocamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas do MRE, para o período de outubro de 2013 a dezembro de 2013, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

31. Para usinas participantes do MRE e motorizadas, a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela garantia física sazonalizada de forma proporcional ao número de horas do mês (sazonalização *flat*), ajustada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias:

$$MGFIS_RRH_{p,m} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

Onde:

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico 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"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado 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"

$F_PDI_GF_{p,f-1}$ 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"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

32. A quantidade modulada das usinas motorizadas participantes do MRE deve respeitar o Limite máximo de Reserva de Potência do sistema, estabelecida nos Procedimentos de Rede do ONS, dado pela seguinte expressão:

$$GFIS_MAX_RRH_{p,j} = EP_{p,m} * LRP_p * SPD_m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$EP_{p,m}$ é a Potência Efetiva Mensal da parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de comercialização "m"

LRP_p é o Limite de Reserva de Potência, definido por parcela de usina "p"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

33. Para as usinas motorizadas, exceto a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física mensal, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = MGFIS_RRH_{p,m} * F_MRE_P_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", 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

- 33.1. 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:

$$F_MRE_P_{p,j} = \frac{F_MRE_j}{\sum_{j \in CJPV} F_MRE_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$F_MRE_P_{p,j}$ é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

"CJPV" é o conjunto de períodos de comercialização "j" em que pelo menos uma unidade geradora da parcela de usina "p" está em operação comercial no mês contabilizado "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 33.1.1. 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

$$F_MRE_j = \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in m} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

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

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

34. Para a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico nos períodos de comercialização compreendidos no patamar de carga Pesada equivale ao limite máximo para modulação, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = GFIS_MAX_RRH_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"p" refere-se a usina de Itaipu

35. Para a usina de Itaipu, a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico nos demais períodos de comercialização, compreendidos nos patamares de carga Leve e Média, é apurada pela aplicação de um fator, que representa o perfil da geração do MRE nos patamares de carga Leve e Média, na garantia física mensal *flat* da usina, descontada do total a garantia física alocada no patamar de carga Pesada, que equivale ao limite máximo para modulação, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_0_RRH_{p,j} = \left(MGFIS_RRH_{p,m} - \sum_{j \in JRP} GFIS_MAX_RRH_{p,j} \right) * \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in JRLM} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

$GFIS_0_RRH_{p,j}$ é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

$MGFIS_RRH_{p,m}$ é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS_MAX_RRH_{p,j}$ é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

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

"JRP" é o conjunto de períodos de comercialização "j", pertencente ao patamar de carga Pesada "r", no mês de apuração "m"

“JRLM” é o conjunto de períodos de comercialização “j”, pertencente aos patamares de carga Leve e Média “r”, no mês de apuração “m”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“p” refere-se a usina de Itaipu

36. Para os períodos de comercialização onde o limite máximo de garantia física foi ultrapassado verifica-se o excesso de alocação, que corresponde à diferença entre a garantia física modulada e seu limite máximo para a modulação. Nesses momentos há, portanto, excedente de alocação. Conforme a expressão:

$$EXCED_GFIS_RRH_{p,j} = \max(0; GFIS_0_RRH_{p,j} - GFIS_MAX_RRH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

EXCED_GFIS_RRH_{p,j} é Quantidade Excedente ao Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

GFIS_MAX_RRH_{p,j} é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

37. Para os períodos de comercialização onde a garantia física inicialmente modulada não atingiu o limite máximo de garantia física, determina-se a disponibilidade de absorção, que corresponde à diferença entre o limite máximo para a modulação e garantia física modulada. Nesses momentos não há, portanto, quantidade excedente. Conforme a expressão:

$$DISP_GFIS_RRH_{p,j} = \max(0; GFIS_MAX_RRH_{p,j} - GFIS_0_RRH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DISP_GFIS_RRH_{p,j} é a Quantidade Disponível para alocação do excedente de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

GFIS_MAX_RRH_{p,j} é o Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

38. Para as usinas motorizadas, a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico é calculada:

$$GFIS_1_RRH_{p,j} = GFIS_0_RRH_{p,j} - EXCED_GFIS_RRH_{p,j} + \sum_{j \in m} EXCED_GFIS_RRH_{p,j} * \frac{DISP_GFIS_RRH_{p,j}}{\sum_{j \in m} DISP_GFIS_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS_1_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

GFIS_0_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada Sem Restrições de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

EXCED_GFIS_RRH_{p,j} é Quantidade Excedente ao Limite Máximo para a Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

DISP_GFIS_RRH_{p,j} é a Quantidade Disponível para alocação do excedente de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

39. Para as usinas em fase de motorização, a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico equivale à garantia física proporcional às unidades geradoras em operação comercial, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS_1_RRH_{p,j} = GF_p * SPD_m * F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS_1_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

GF_p é a Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado 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"

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"

40. A Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada, é obtida pela seguinte expressão:

$$GFIS_2_RRH_{p,r,w} = \sum_{j \in RW} (GFIS_1_RRH_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} * F_DISP_{p,m})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS_2_RRH_{p,r,w} é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

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"

"RW" é o conjunto dos períodos de comercialização "j", pertencentes ao patamar de carga "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

3.2.3. Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2014 a abril de 2016 – base Módulo Garantia Física Versão 2014.1.0, Medição Contábil 2014.1.0, Garantia Física 2015.1.0, Medição Contábil 2015.1.0 e Garantia Física 2016.1.0

O processo de determinação da modulação da garantia física do MRE para fins de rateio do impacto financeiro associado ao deslocamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas do MRE, para o período de janeiro de 2014 a abril de 2016, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

41. Para usinas participantes do MRE, a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela garantia física sazonalizada de forma proporcional ao número de horas do mês (sazonalização *flat*), ajustada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias:

$$MGFIS_RRH_{p,m} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

MGFIS_RRH_{p,m} é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico 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"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado 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"

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"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

42. 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:

$$GFIS_1_RRH_{p,j} = MGFIS_RRH_{p,m} * F_MRE_P_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

GFIS_1_RRH_{p,j} é a Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"

MGFIS_RRH_{p,m} é a Garantia Física Mensal do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F_MRE_P_{p,j} é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 42.1. 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:

$$F_MRE_P_{p,j} = \frac{F_MRE_j}{\sum_{j \in CJPV} F_MRE_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

F_MRE_P_{p,j} é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

"CJPV" é o conjunto de períodos de comercialização "j" em que pelo menos uma unidade geradora da parcela de usina "p" está em operação comercial no mês contabilizado "m"

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

- 42.1.1. 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

$$F_MRE_j = \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in m} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$ é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

43. 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:

$$GFIS_2_RRH_{p,r,w} = \sum_{j \in RW} (GFIS_1_RRH_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} * F_DISP_{p,m})$$

$\forall p \in PMRE$

Onde:

$GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p” participante do MRE, no patamar “r”, da semana “w”

$GFIS_1_RRH_{p,j}$ 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”

“RW” é o conjunto dos períodos de comercialização “j”, pertencentes ao patamar de carga “r”, da semana “w”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

3.2.4. Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de maio de 2016 a dezembro de 2016 – base Módulo Garantia Física Versão Garantia Física 2016.2.0

44. Para usinas participantes do MRE, 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*), ajustada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias:

$$MGFIS_H_RRH_{p,j} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F_COM_GF_{p,j})$$

$\forall p \in PMRE$

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_p é a Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

SPD equivale a um Período de Comercialização, ou seja, 1 hora

$F_COM_GF_{p,j}$ 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

45. A garantia física em operação comercial sazonalizada de forma *flat* em um conjunto de horas 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:

$$MGFIS_B_RRH_{p,b,m} = \sum_{j \in CJPB} MGFIS_H_RRH_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1}$$

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

46. 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 Modulada de Repasse do Risco Hidrológico 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

- 46.1. 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:

$$F_MRE_P_{p,j} = \frac{F_MRE_j}{\sum_{j \in CJPB} F_MRE_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$F_MRE_P_{p,j}$ é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

SPD_m é a Duração de um período de comercialização em horas, ou seja, 1 hora, sendo aplicado no mês de apuração "m"

"CJPB" corresponde ao conjunto de períodos de comercialização "j" até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da parcela de usina "p", na vigência "v", limitada ao intervalo de contabilização, no mês de apuração "m" "PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 46.1.1. 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:

$$F_MRE_j = \frac{\sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}{\sum_{j \in m} \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}}$$

Onde:

F_MRE_j é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização "j"

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

47. 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:

$$GFIS_2_RRH_{p,r,w} = \sum_{j \in RW} (GFIS_1_RRH_{p,j} * UXP_GLF_{p,j} * F_DISP_{p,m})$$

$\forall p \in PMRE$

Onde:

$GFIS_2_RRH_{p,r,w}$ é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina "p" participante do MRE, no patamar "r", da semana "w"

$GFIS_1_RRH_{p,j}$ 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"

"RW" é o conjunto dos períodos de comercialização "j", pertencentes ao patamar de carga "r", da semana "w"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

3.2.5. Dados de Entrada do Anexo II - Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

Potência Efetiva Mensal		
EP_{p,m}	Descrição	Nível de Potência Efetiva para uma parcela de usina "p", no mês de apuração "m". Para o caso da usina de Itaipu, o valor de EP _{p,m} deve ser equivalente à potência contratada entre a Eletrobrás e os agentes cotistas
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Operação Comercial		
F_COMERCIAL_{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Operação Comercial associado a Garantia Física		
F_COM_GF_{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total associada a Garantia Física
	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 Disponibilidade		
F_DISP_{p,m}	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
Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas		
F_PDI_GF_{p,f-1}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f-1"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo II – Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	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
Limite de Reserva de Potência		
LRP_p	Descrição	Limite de Reserva de Potência definido por parcela de usina "p" de modo a restringir a modulação da garantia física sazonalizada ajustando a Potência Efetiva mensal da parcela da usina "p". Assume valor igual a 0,985 para a usina de Itaipu e 1/1,035 para as demais usinas
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física Média Parcial proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial		
MGFIS_N_{p,j}	Descrição	Garantia Física Média Parcial proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Duração de um período de comercialização em horas		
SPD_m	Descrição	Equivale a um período de comercialização, sendo aplicado no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	1
Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina		
UXP_GLF_{p,j}	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 é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2.6. Dados de Saída do Anexo II - Cálculo da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada para o Período de janeiro de 2013 a dezembro de 2016

Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada		
GFIS_2_RRH_{p,r,w}	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 patamar "r", da semana "w"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.3. Anexo III – Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE

Objetivo:

Atualizar e consolidar o impacto financeiro às usinas participantes MRE, nos termos da Lei nº 14.052/2020.

Contexto:

Este anexo atualiza e consolida o impacto financeiro às usinas participantes do MRE. A Figura 7 relaciona este anexo em relação ao módulo completo:

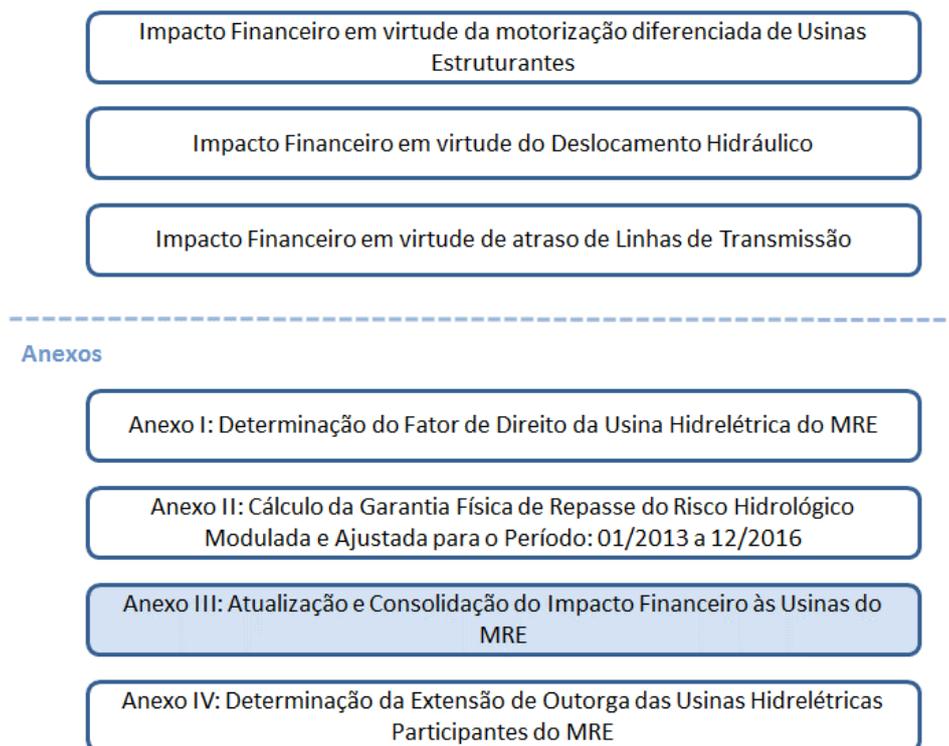


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

3.3.1. Detalhamento da Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE

48. O Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica do MRE é obtido pela soma dos componentes apurados anteriormente através da seguinte expressão:

$$IFM_UHE_{p,m} = IFM_UHE_MOT_EST_{p,m} + IFM_UHE_DH_{p,m} + IFM_UHE_LT_{p,m}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_UHE_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina “p” participante do MRE, no mês de apuração “m”

$IFM_UHE_MOT_EST_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização da Usina Estruturante para a parcela de usina “p” participante do MRE, no mês de apuração “m”

$IFM_UHE_DH_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do Deslocamento Hidráulico para a parcela de usina “p” participante do MRE, no mês de apuração “m”

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo III – Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE

$IFM_UHE_LT_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

49. O impacto Financeiro Mensal Atualizado da Usina Hidrelétrica é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IFM_UHE_ATU_{p,m} = \sum_{mr} (IFM_UHE_ATU_PRE_{p,m,mr} * FD_UHE_{p,mr})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_UHE_ATU_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal Atualizado da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

$IFM_UHE_ATU_PRE_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal Atualizado Preliminar da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$FD_UHE_{p,mr}$ é o Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de referência "mr"

"mr" corresponde ao mês no qual foi calculado o valor histórico do impacto financeiro da usina

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 49.1. O Impacto Financeiro Mensal Atualizado Preliminar da Usina Hidrelétrica do MRE é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IFM_UHE_ATU_PRE_{p,m,mr} = IFM_UHE_{p,mr} * IPCA_UHE_{p,m,mr} * TX_DESC_UHE_{p,m,mr}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFM_UHE_ATU_PRE_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal Atualizado Preliminar da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$IFM_UHE_{p,m}$ é o Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p", participante do MRE, no mês de apuração "m"

$NIPCA_{m-1}$ é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de apuração "m"

$NIPCA_{mr-1}$ é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de referência "mr"

"mr" corresponde ao mês no qual foi calculado o valor histórico do impacto financeiro da usina

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

- 49.2. O valor do IPCA para atualização do Impacto Financeiro de uma parcela de usina hidrelétrica do MRE é determinado a partir da seguinte expressão:

$$IPCA_UHE_{p,m,mr} = \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mr-1}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IPCA_UHE_{p,m,mr}$ é o Valor do IPCA de uma Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$NIPCA_{m-1}$ é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de apuração "m"

$NIPCA_{mr-1}$ é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de referência "mr"

"mr" corresponde ao mês no qual foi calculado o valor histórico do impacto financeiro da usina

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

49.3. A Taxa de Desconto da Usina Hidrelétrica do MRE é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TX_DESC_UHE_{p,m,mr} = (1 + TX_DESC_GSF_m)^{NAREM_{p,m,mr}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$TX_DESC_UHE_{p,m,mr}$ é a Taxa de Desconto da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$TX_DESC_GSF_m$ é a Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º, da Lei 13.203 de 2015, estabelecida em base anual pela ANEEL associada ao mês de contabilização "m"

$NAREM_{p,m,mr}$ é o Número de Anos de Remuneração a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

"mr" corresponde ao mês no qual foi calculado o valor histórico do impacto financeiro da usina

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

49.4. O Número de Anos de Remuneração é determinado a partir da seguinte expressão:

$$NAREM_{p,m,mr} = \frac{NM_REF_{p,m,mr} - NM_DJ_{p,m,mr}}{12}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$NAREM_{p,m,mr}$: é o Número de Anos de Remuneração da parcela de usina "p", a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$NM_REF_{p,m,mr}$ é o Número de Meses de Referência da parcela de usina "p", a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

$NM_DJ_{p,m,mr}$ é o Número de Meses Compreendido em Decisão Judicial da parcela de usina "p", a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"

"mr" corresponde ao mês no qual foi calculado o valor histórico do impacto financeiro da usina

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

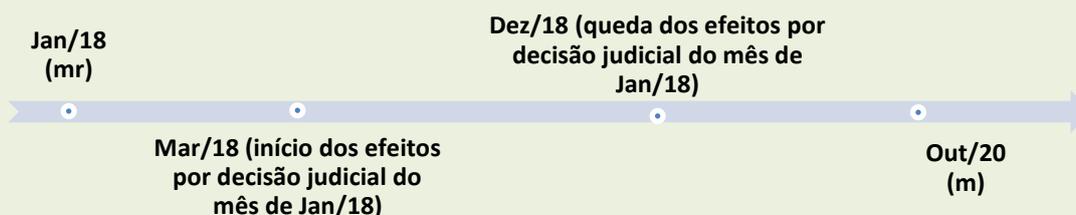
Para o cálculo do número de anos em que deve incidir a taxa de desconto, a ser determinada para cada mês do histórico de impacto financeiro, deve-se considerar:

NM_REF: Representa a quantidade de meses que compreende o período entre o mês de referência no qual se realiza a atualização do impacto financeiro (m) e o mês no qual o valor histórico do impacto financeiro foi apurado (mr). Exemplo:



Nesse exemplo, o valor de NM_REF será calculado como 33 meses.

NM_DJ: Representa a quantidade total de meses em que determinada parcela de usina (p) foi beneficiada pelas decisões judiciais que limitaram a aplicação do AJUSTE_MRE. Exemplo:



Nesse exemplo, o mês de referência de janeiro de 2018 foi beneficiado por decisão judicial a partir do mês de março de 2018 (aplicação de decisão com efeitos retroativos) e esse benefício perdurou até dezembro de 2018, quando houve queda da decisão judicial. Para essa condição, o valor de NM_DJ será calculado como 9 meses.

Caso a parcela de usina nunca tenha sido beneficiada por decisões judiciais associadas à limitação do AJUSTE_MRE, o valor de NM_DJ é zero.

50. O Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica é determinado a partir da seguinte expressão:

Se a usina estiver vinculada a uma única parcela:

$$IFT_{UHE_{usina}} = IFM_{UHE_ATU_{p,m}}$$

Se a usina estiver vinculada a mais de uma parcela:

$$IFT_{UHE_{usina}} = \sum_{p \in usina} IFM_{UHE_ATU_{p,m}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$IFT_{UHE_{usina}}$ é o Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica de uma usina participante do MRE vinculado a usina específica "usina"

$IFM_{UHE_ATU_{p,m}}$ é o Impacto Financeiro Mensal Atualizado da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo III – Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE

3.3.2. Dados de Entrada do Anexo III – Detalhamento da Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usina do MRE

Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE		
FD_UHE_{p,mr}	Descrição	Fator de Direito da Usina Hidrelétrica do MRE para a parcela de usina "p", no mês de referência "mr"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Apuração dos Impactos do GSF (Anexo I - Cálculo do Fator de Direito das Usinas Hidrelétricas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização da Usina Estruturante		
IFM_UHE_MOT_EST_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica causado pela Motorização da Usina Estruturante para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Apuração Impactos do GSF (Impacto Financeiro derivado da motorização das usinas estruturantes às usinas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Impacto Financeiro do Deslocamento Hidráulico da Usina Hidrelétrica		
IFM_UHE_DH_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro do Deslocamento Hidráulico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p" participante do MRE, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Apuração dos Impactos do GSF (Impacto Financeiro em Função do Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do do Atraso de Linhas de Transmissão		
IFM_UHE_LT_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal da Usina Hidrelétrica em função do Atraso de Linhas de Transmissão para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Apuração dos Impactos do GSF (Impacto Financeiro em Função do Atraso de Linhas de Transmissão)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor		
NIPCA_m	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

Número de Meses de Compreendido em Decisão Judicial

NM_DJ_{p,m,mr}	Descrição	Número de Meses de Compreendido em Decisão Judicial a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero.

Número de Meses de Referência

NM_REF_{p,m,mr}	Descrição	Número de Meses de Referência a ser considerado no mês de apuração "m", atrelado ao mês de referência "mr"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Taxa de Custo Médio Ponderado de Capital

TX_DESC_GSF_m	Descrição	Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º da Lei 13.203, de 2015, estabelecida em base anual pela ANEEL da usina participante do MRE associada ao mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

3.3.3. Dados de Saída do Anexo III – Detalhamento da Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE

Impacto Financeiro Mensal Atualizado da Usina Hidrelétrica		
IFM_UHE_ATU_{p,m}	Descrição	Impacto Financeiro Mensal Atualizado da Usina Hidrelétrica para a parcela de usina "p" participante do MRE, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica		
IFT_UHE_{usina}	Descrição	Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado a usina específica "usina"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

3.4. Anexo IV – Determinação da Extensão de Outorga das Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE

Objetivo:

Determinar a extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE a partir do valor determinado de impacto financeiro dessas usinas.

Contexto:

Este anexo determina a extensão da concessão que as usinas hidrelétricas participantes do MRE terão direito, a partir do valor do impacto financeiro do MRE percebido por cada usina hidrelétrica. A Figura 8 relaciona este anexo em relação ao módulo completo:

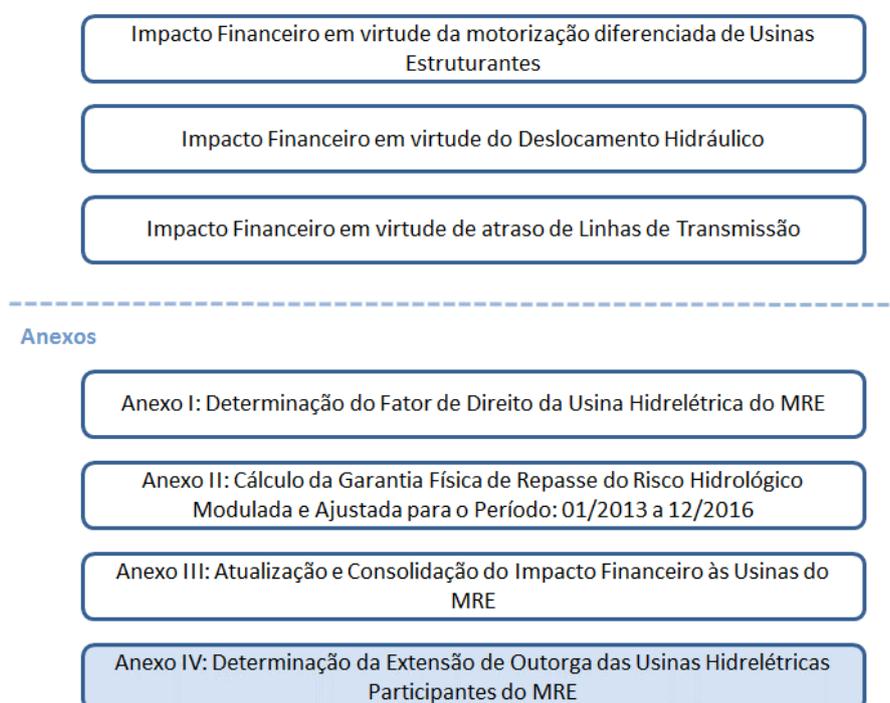


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras - “Apuração dos Impactos do GSF”

3.4.1. Detalhamento do cálculo da extensão do prazo de concessão da usina hidrelétrica participante do MRE

51. O Valor Futuro do Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica é determinado a partir da aplicação da Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º da Lei nº 13.203, de 2015, para se determinar o valor do impacto financeiro no final da concessão da usina, a partir da seguinte expressão:

$$VF_IFT_UHE_{usina} = IFT_UHE_{usina} * (1 + TX_DESC_GSF_m)^{NAUHE_{usina}}$$

$$\forall usina \in PMRE$$

Onde:

$VF_IFT_UHE_{usina}$ é o Valor Futuro do Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado a usina específica “usina”

IFT_UHE_{usina} é o Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado a usina específica "usina"

$TX_DESC_GSF_m$ é a Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º da Lei 13.203, de 2015, estabelecida em base anual pela ANEEL associada ao mês de contabilização "m"

$NAUHE_{usina}$: é o Número de Anos até o Final da Concessão da Usina participante do MRE vinculado a usina específica "usina"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

O número de anos até o final da concessão da usina é determinado pela diferença entre a data do final da concessão da usina e a data em que se realiza a atualização do Impacto Financeiro da Usina Hidrelétrica participante do MRE (primeiro dia do mês para o qual a atualização monetária está sendo aplicada). Este cálculo é efetuado considerando a quantidade de meses completos entre essas duas datas, e no caso de meses incompletos a quantidade de dias é dividida por 31. Identificada a quantidade de meses, esse valor é dividido por 12, para a identificação da quantidade de anos até o fim da concessão da usina.

52. O conceito da extensão da concessão está atrelado a quantidade de dias que uma determinada usina hidrelétrica participante do MRE necessita para recuperar o impacto financeiro no final da concessão da usina (Valor Futuro do Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica), sendo a extensão limitada a 7 (sete) anos. Para este cálculo, considera-se que toda a garantia física da usina no centro de gravidade do sistema, é negociada tendo como preço a Margem Líquida definida pela ANEEL, considerando a aplicação da Taxa de Desconto em base anual.
53. Desta forma, a extensão da concessão de uma usina hidrelétrica, em dias, é determinada a partir das seguintes expressões:

$$\text{Se } VF_IFT_UHE_{usina} * TX_DESC_GSF_m \geq ML_UHE_{usina} :$$

$$EXT_UHE_{usina} = 365 * 7$$

Caso contrário:

$$EXT_UHE_{usina} = 365 * \min \left(7; \left(\frac{\log \left(\frac{-VF_IFT_UHE_{usina} * TX_DESC_GSF_m + 1}{ML_UHE_{usina}} \right)}{\log (1 + TX_DESC_GSF_m)} * (-1) \right) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

EXT_UHE_{usina} é a Extensão do Prazo de Concessão da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado à usina específica "usina"

$VF_IFT_UHE_{usina}$ é o Valor Futuro do Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado à usina específica "usina"

$TX_DESC_GSF_m$ é a Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º, da Lei nº 13.203 de 2015, estabelecida em base anual pela ANEEL associada ao mês de contabilização "m"

ML_UHE_{usina} é Margem Líquida da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculada à usina específica "usina"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

A extensão do prazo de concessão da usina hidrelétrica participante do MRE pode ser determinada a partir da função "NPER" do Excel utilizando os parâmetros de forma adequada.

Como as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) não possuem contrato de concessão ou autorização, sendo apenas registradas na ANEEL, também não contam com data final de concessão/autorização. Desta forma, não será determinada extensão da concessão/autorização para as CGHs.

53.1. A Margem Líquida da Usina Hidrelétrica é obtida considerando que a garantia física da usina é comercializada ao preço da Margem Líquida Unitária estabelecida pela ANEEL, a partir da seguinte equação:

$$ML_UHE_{usina} = \sum_{p \in usina} (GF_EXT_UHE_p * MLU_UHE_m)$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

ML_UHE_{usina} é Margem Líquida da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculada à usina específica "usina"

$GF_EXT_UHE_p$ é a Garantia Física para Cálculo da Extensão da Usina Hidrelétrica participante do MRE da parcela de usina "p"

MLU_UHE_m é Margem Líquida Unitária no mês de apuração "m" associada a todas usinas hidrelétricas participantes do MRE

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

A margem líquida unitária apresenta o mesmo valor para todas as parcelas de usinas "p" participantes do MRE.

53.2. A Garantia Física para Cálculo da Extensão da Usina Hidrelétrica participante do MRE é determinada pela seguinte expressão:

$$GF_EXT_UHE_p = GF_p * 8760 * F_PDI_GF_{p,f} * \left(\frac{\sum_{j \in 12M} UXP_GLF_{p,j}}{\sum_{12M} M_HORAS} \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GF_EXT_UHE_p$ é a Garantia Física para Cálculo da Extensão da Usina Hidrelétrica participante do MRE da parcela de usina "p"

GF_p é a Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"

$F_PDI_GF_{p,f}$ 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"

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

M_HORAS_m é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

"8760" é a quantidade de horas de um ano com 365 dias

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

O cálculo da Garantia Física para Cálculo da Extensão da Usina Hidrelétrica (GF_EXT_UHE_p) é realizado uma única vez, utilizando os parâmetros vigentes à época do cálculo.

53.3. A Margem Líquida Unitária da Usina Hidrelétrica é determinada a partir da seguinte expressão:

$$MLU_UHE_m = (P_REF_ATU_m * ((1 - PIS_COFINS_m) - TFSEE_m - P\&D_m) - OPEX_ATU_m) * (1 - IRPJ_CSLL_m)$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

MLU_UHE_m é Margem Líquida Unitária no mês de apuração "m" associada a todas usinas hidrelétricas participantes do MRE

P_REF_ATU_m é o Preço de Referência Atualizado a ser utilizado no cálculo da extensão do prazo de outorga das usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

PIS_COFINS_p é a soma das alíquotas do Programa de Integração Social – PIS, e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

TFSEE_m é a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

P&D_m é o Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

OPEX_ATU_m é o Custo Operacional de Referência Atualizado, incluídos os custos da rede e as estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos e de pagamento pelo Uso do Bem Público, associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

IRPJ_CSLL_m é a soma das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

53.4. O Preço de Referência Atualizado associado a uma parcela de usina hidrelétrica participante do MRE é determinado a partir da seguinte equação:

$$P_REF_ATU_m = P_REF_{mp} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mp-1}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

P_REF_ATU_m é o Preço de Referência Atualizado a ser utilizado no cálculo da extensão do prazo de outorga das usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

P_REF_{mp} é o Preço de Referência que foi considerado no cálculo da extensão usina hidrelétrica participante do MRE no processo de Repactuação do ACR no mês de referência "mp"

NIPCA_{m-1} é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de apuração "m"

"mp" refere-se ao mês de referência para reajuste do Preço Referência, janeiro de 2015

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

53.5. O Custo Operacional de Referência Atualizado associado a uma parcela de usina hidrelétrica participante do MRE é determinado a partir da seguinte equação:

$$OPEX_ATU_m = OPEX_{mp} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mp-1}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

OPEX_ATU_m é o Custo Operacional de Referência Atualizado, incluídos os custos da rede e as estimativas de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos e de pagamento pelo Uso do Bem Público, associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"

OPEX_{mp} é o Custo Operacional de Referência que foi considerado no cálculo da extensão usina hidrelétrica participante do MRE no processo de Repactuação do ACR no mês de referência "mp"

NIPCA_{m-1} é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao de apuração "m"

"mp" refere-se ao mês de referência para reajuste do Preço Referência, janeiro de 2015

"PMRE" é o conjunto de parcelas de usinas "p" participantes do MRE

Importante:

Os valores para cálculo do Preço de Referência Atualizado são estabelecidos pela ANEEL, sendo:

- P_REF: R\$ 153,77/MWh referenciado a janeiro de 2015, segundo o Artigo 10º da REN 684, de 11 de dezembro de 2015;
- OPEX: R\$ 29,88/MWh referenciado a janeiro de 2015, segundo o Artigo 10º da REN 684, de 11 de dezembro de 2015;
- PIS_COFINS: 9,25%;
- TFSEE: 0,40%;
- P&D: 0,9075%;
- IRPJ_CSLL: 34%.

Também, o valor da Taxa de Desconto é definido pela ANEEL, sendo:

- TX_DESC_GSF: 9,63%.

3.4.2. Dados de Entrada do Anexo IV – Detalhamento do cálculo da extensão do prazo de concessão da usina hidrelétrica participante do MRE

Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Interna		
F_PDI_GF_{p,f}	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina "p"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica		
IFT_UHE_{usina}	Descrição	Impacto Financeiro Total da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado à usina específica "usina"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Apuração dos Impactos do GSF (Anexo III - Detalhamento da Atualização e Consolidação do Impacto Financeiro às Usinas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Soma das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido		
IRPJ_CSLL_m	Descrição	Soma das alíquotas do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Margem Líquida Unitária da Usina Hidrelétrica		
MLU_UHE_p	Descrição	Margem Líquida Unitária da Usina Hidrelétrica participante do MRE da parcela de usina "p"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

Apuração dos Impactos do GSF - Anexo IV – Determinação da Extensão de Outorga das Usinas Hidrelétricas Participantes do MRE

Número de Anos até o Final da Concessão da Usina		
NAUHE_{usina}	Descrição	Número de Anos até o final da concessão da Usina participante do MRE vinculado à usina específica "usina"
	Unidade	Anos
	Fornecedor	Configuração do Sistema
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor		
NIPCA_m	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
Custo Operacional de Referência		
OPEX_{mp}	Descrição	Custo Operacional de Referência que foi considerado no cálculo da extensão usina hidrelétrica participante do MRE no processo de Repactuação do ACR no mês de referência "mp"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética		
P&D_m	Descrição	Encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Soma das alíquotas do Programa de Integração Social – PIS, e da Contribuição dará o Financiamento da Seguridade Social – COFINS		
PIS_COFINS_m	Descrição	Soma soma das alíquotas do Programa de Integração Social – PIS, e da Contribuição dará o Financiamento da Seguridade Social – COFINS associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
Preço de Referência		
P_REF_{mp}	Descrição	Preço de Referência que foi considerado no cálculo da extensão usina hidrelétrica participante do MRE no processo de Repactuação do ACR no mês de referência "mp"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina

UXP_GLF_{p,j}

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 participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF _{p,j} é igual a 1.
Unidade	n.a.
Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TFSEE_m

Descrição	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica associado às usinas hidrelétricas participante do MRE no mês de apuração "m"
Unidade	n.a.
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou zero

Taxa de Custo Médio Ponderado de Capital

TX_DESC_GSF_m

Descrição	Taxa de Desconto de que trata o §2º do art. 1º da Lei 13.203, de 2015, estabelecida em base anual pela ANEEL da usina participante do MRE associada ao mês de apuração "m"
Unidade	n.a.
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

3.4.3. Dados de Saída do Anexo IV – Detalhamento do cálculo da extensão do prazo de concessão da usina hidrelétrica participante do MRE

		Extensão do Prazo de Concessão da Usina Hidrelétrica	
EXT_UHE _{usina}	Descrição	Extensão do Prazo de Concessão da Usina Hidrelétrica participante do MRE vinculado à usina específica “usina”	
	Unidade	Dias	
	Valores Possíveis	Positivos ou zero	