

# Regras de COMERCIALIZAÇÃO

---

## Descritivo de Alterações

Versão 2021.1.0

## ÍNDICE

<b>DESCRIÇÃO DAS ALTERAÇÕES NAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO – VERSÃO 2021.1.0</b>	<b>3</b>
<i>Alterações Regulatórias</i>	3
1.1. 23º e 25º Leilões de Energia Nova	3
1.2. Cálculo do consumo líquido para rateio de encargos de autoprodutores	13
1.3. Alívio de Encargos de Segurança Energética e Custo de Descolamento	15
1.4. Limites Máximos PLD - Horário e Estrutural (REN 858)	16
<i>Aprimoramentos</i>	21
1.5. Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras (CCEAR-D, CCGF, CCEN)	21
1.6. Tratamento da Inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo período	22
1.7. Criação de um vínculo entre as usinas e os CBRs anteriores à Lei 10.848/2004	23
1.8. Correção na apuração dos débitos de AGP do produtor na representação “junto carga”	24
1.9. Garantia de alocação do mesmo tipo de energia para fins de AGP	25

# Descrição das alterações nas Regras de Comercialização – Versão 2021.1.0

## Alterações Regulatórias

### 1.1. 23º e 25º Leilões de Energia Nova

O 23º Leilão de Energia Nova (A-5/2016), realizado em 29 de abril de 2016, teve como objetivo contratar novos empreendimentos na modalidade quantidade e disponibilidade, com início de suprimento em janeiro de 2021. Foram consagrados vencedores diversas usinas das fontes hidráulica, termelétricas a gás natural e a biomassa com e sem CVU.

Por sua vez o 25º Leilão de Energia Nova (A-4/2017) foi realizado em 18 de dezembro de 2017, no qual houve empreendimentos vencedores nos produtos relacionados às fontes hidráulica, eólica, solar e biomassa sem CVU.

#### 23º Leilão de Energia Nova

Para o 23º LEN, a principal alteração ocorreu no tratamento das indisponibilidades forçadas das usinas térmicas com CVU, conforme dispositivo constante no Art 8º da Portaria MME nº 382/2015:

*“Art. 8 O CCEAR deverá prever que o vendedor estará isento da obrigação de entrega de energia até o saldo anual correspondente à Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF utilizada no cálculo da garantia física de que trata a Portaria MME n.º 258, de 2008.*

*§ 1º Durante os três primeiros anos contados a partir do início da operação comercial, para atendimento da obrigação de entrega de energia, será acrescido o total de 1.440 horas ao saldo de que trata o caput.*

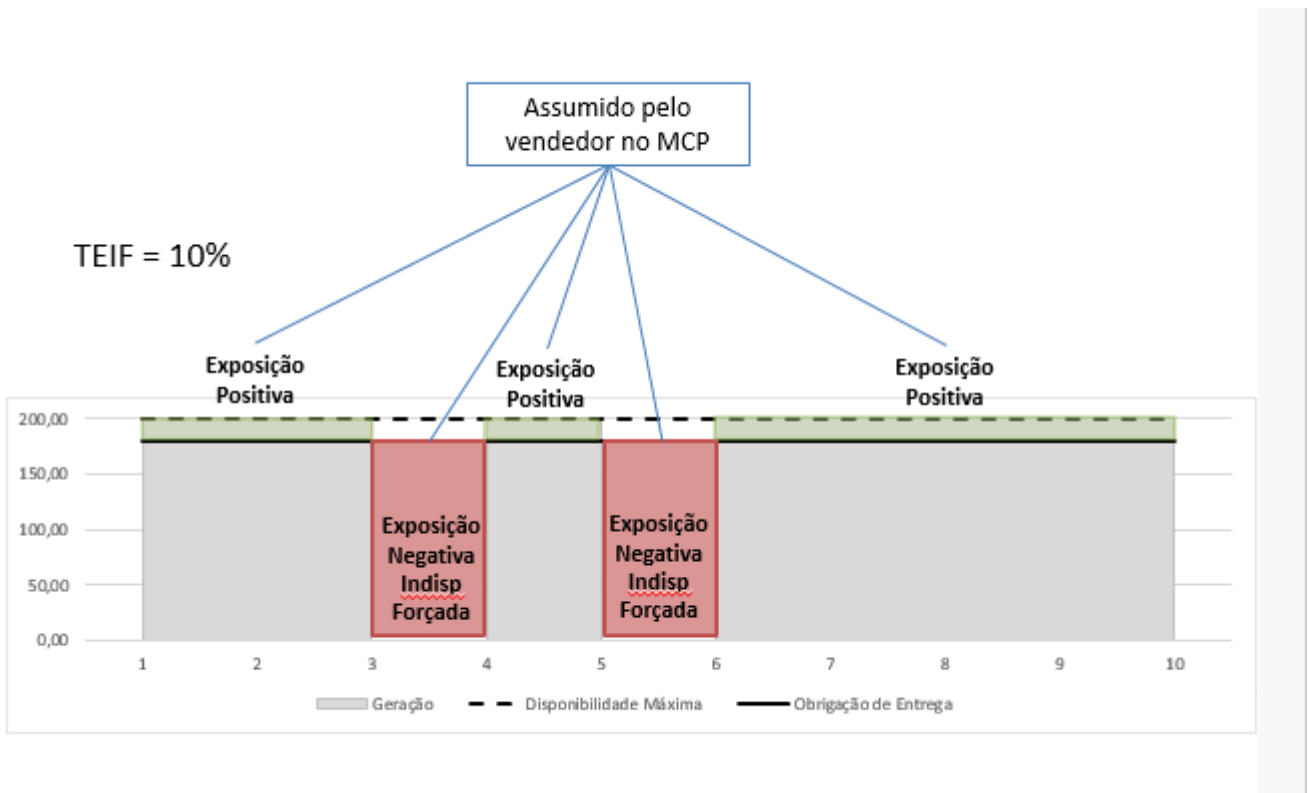
*§ 2º O montante devido pelo vendedor relativo à energia indisponível decorrente de indisponibilidades forçadas apuradas acima do saldo de que trata o caput deverá ser valorado pelo:*

*I - ICB atualizado pelo IPCA, nos três primeiros anos após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina; e*

*II - PLD vigente no período de contabilização, a partir do quarto ano após a data de liberação da operação comercial da primeira unidade geradora da usina.”*

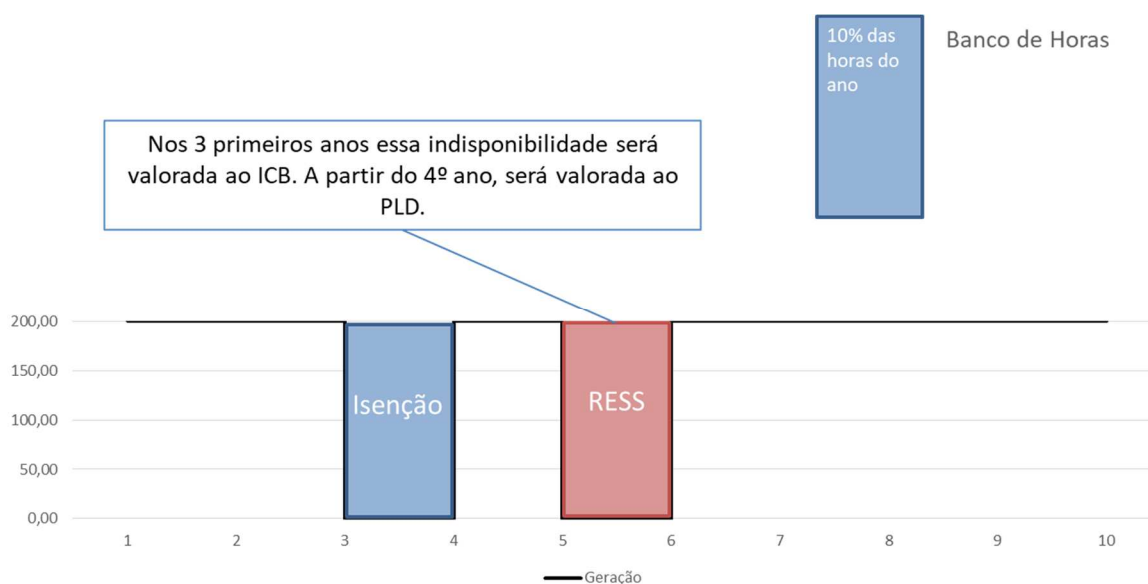
Nos leilões anteriores a taxa de indisponibilidade forçada era descontada na Disponibilidade Máxima contratual, reduzido a entrega de energia em todas as horas. Dessa forma, ao gerar a potência da usina haveria um excedente de energia liquidado ao PLD, cujo objetivo era tentar compensar o prejuízo financeiro no período em que ocorresse, de fato, a indisponibilidade forçada da usina.

Considerando um exemplo hipotético, com um ano de 10 períodos, usina de 200MW e taxa de indisponibilidade forçada de 10%, sendo a usina despachada na ordem do mérito em todos os períodos, pode ser verificado que há uma exposição positiva, quando a usina atende integralmente o despacho, devido a redução da obrigação de entrega pela taxa de indisponibilidade, e uma exposição negativa quando ocorre a indisponibilidade forçada.



A partir do 23º LEN, as indisponibilidades forçadas serão isentas de obrigação de entrega, desde que a taxa de indisponibilidade forçada definida no cálculo da Garantia Física, representada em horas, seja suficiente para isso. Por outro lado, a usina deve entregar a potência da usina, aplicando apenas o fator de capacidade e o percentual de comprometimento da Garantia Física do leilão, não havendo, portanto, um recebimento para posterior compensação, com ocorria nos leilões anteriores.

No mesmo exemplo hipotético anterior, a compensação da indisponibilidade forçada estará vinculada ao banco existente, obtido com base na indisponibilidade de referência da usina. Assim, no primeiro período de indisponibilidade forçada a obrigação de entrega será isenta, por existir disponibilidade no banco. Contudo, no segundo período de indisponibilidade, haverá uma exposição para o agente vendedor, uma vez que o banco já foi utilizado. Nos demais períodos, não há exposição positiva, uma vez que a taxa de indisponibilidade forçada não será aplicada na disponibilidade máxima.



Cabe destacar que, durante os três primeiros, após a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora, o banco de horas terá um adicional de 1440 horas, com validade de 3 anos, a ser utilizado caso o banco de horas do ano for completamente utilizado.

Além disso, com relação ao último leilão implementado pelas regras, houve alteração no tratamento da indisponibilidade programada. A partir do 23º LEN não há isenção da obrigação de entrega em função de parada programada verificada nos três primeiros anos de suprimento, bem como a realização do respectivo ressarcimento, no final dos 3 primeiros anos de suprimento, para verificar se a taxa média de indisponibilidade programada média foi menor do que aquela de referência.

Assim, para os CCEAR a partir do 23º LEN, será utilizado, desde o início de suprimento, o cronograma de indisponibilidade programada, informado até 15 de dezembro do ano anterior, para definir os períodos de isenção de obrigação de entrega.

Adicionalmente, foi incluído um novo dispositivo contratual de forma a estimular a usina cumprir a declaração. Caso ocorra geração no mesmo período indicado como indisponibilidade programada, a primeira será destinada ao contrato, formando a obrigação de entrega. Assim, diferentemente do que ocorre em leilões anteriores, a usina não ficará mais sem obrigação de entrega e com o crédito no MCP, na ocorrência do caso mencionado.

### Comprometimento de Usinas

Devido a inserção de mais um tratamento para os CCEAR por disponibilidade de térmicas com CVU, foi necessário segregarmos os tratamentos em subseções específicas, na seção 2.4.1 “**Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das usinas termelétricas, exceto Biomassa com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III, comprometidas com CCEAR com obrigação de entrega**”:

- Usinas comprometidas com leilões realizados antes de 2011 – aderidas às disposições da REN 658/2015
- Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2011 em diante até novembro de 2013 (12º ao 17º LEN) e leilões de energia existente
- Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de dezembro de 2013 até 2015 (18º ao 22º LEN)
- Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante (23º LEN em diante)

Destaca-se que especificamente nesta demanda não houve alterações conceituais, para as usinas comprometidas com os leilões anteriores, tratando apenas de uma reorganização. Assim, a última subseção concentra toda a alteração referente à demanda, conforme descrito a seguir.

Como mencionado anteriormente, não deve ser aplicada a indisponibilidade forçada na disponibilidade máxima contratual, bem como a programada, visto que existe tratamento diferenciado que ocorre neste leilão em diante (Linha de Comando 77). Posteriormente, deve ser verificada a entrega da usina conforme despacho solicitado pelo ONS, ainda desconsiderando as isenções por indisponibilidade. (Linhas de Comando 77 a 81).

Em seguida é necessário verificar a obrigação de entrega com relação a indisponibilidade programada constante no cronograma, isentando de acordo com a proporção da usina que está com parada programada prevista. (Linhas de Comando 82 e 83).

A partir de então deve ser considerada o tratamento da indisponibilidade forçada, incluindo a aplicação no banco de horas, e as informações de indisponibilidade apurada pelo ONS. Conforme determinado no CCEAR, a indisponibilidade forçada será qualquer geração abaixo da obrigação de entrega, desde que não motivada por indisponibilidade programada (Linhas de Comando 84 e 84.1).

Assim, a proposta de regra encaminhada considera que, em casos de geração no centro de gravidade menor que a obrigação de entrega, devido à venda no leilão sem considerar corretamente as perdas, será considerada como indisponibilidade forçada. Dessa forma, as exceções para que a falta de geração não seja considerada com indisponibilidade forçada, serão os casos de indisponibilidade programada (como mencionado anteriormente),

restrição de constrained-off (Linha de Comando 85) ou unidade geradora fora de operação comercial (Linha de Comando 82). Destaca-se que o tratamento da obrigação de entrega, em caso de unidade geradora fora de operação comercial, é idêntica aos leilões anteriores, em que o vendedor deverá entregar o montante contratado proporcionalizado pelo percentual de potência fora de operação (Linhas de Comando 89 e 90).

Para verificar a obrigação de entrega, considerando ambos tipos de indisponibilidade, deve ser verificado a entrega, considerando a indisponibilidade programada do cronograma, e descontada da energia passível de isenção por forçada desde que haja banco de horas suficiente para isso. (Linha de Comando 86)

Por sua vez, o banco de horas, possui um tratamento específico desenvolvido em um novo anexo "ANEXO II – Apuração do Banco de Indisponibilidade Forçada". Inicialmente cabe destacar que, apesar do contrato mencionar banco de horas, é proposto pela regra que o banco de indisponibilidade seja apurado em termos de energia (MWh), para diferenciar o montante de indisponibilidade que ocorre em determinada hora, aplicando também o percentual de comprometimento com o leilão. Além disso, o banco deve ser apurado de acordo com as unidades em operação comercial, uma vez que está estritamente relacionada a potência instalada, além do fato de que a utilização do banco de horas será apenas para insuficiência de geração, relativa as unidades em operação comercial. (Linhas de Comando 132 e 133).

Além disso, conforme previsto no CCEAR, deverá existir um banco adicional acrescentando 1440 horas, válido a partir da entrada da primeira unidade geradora. Ao contrário do banco regular, é proposto que o banco adicional considere a capacidade total da usina, mesmo que nem todas unidades estejam em operação comercial, devido a validade diferenciada do mesmo. (Linha de Comando 137).

O Banco de Indisponibilidade Forçada deve ser atualizado a cada período de comercialização, para verificar se existe crédito suficiente, como base no montante já utilizado ao longo do ano, para cobrir eventual indisponibilidade forçada da hora subsequente. Além disso, a atualização horária verifica se existe a necessidade de utilizar o banco adicional, válido para os 3 primeiros anos após operação comercial. (Linhas de Comando 134 a 136).

Ainda com relação ao banco de indisponibilidade forçadas, cabe destacar o tratamento caso operação comercial da usina ocorra antes do início de suprimento do contrato, devido ao fato do banco de horas adicional ser válido 3 anos após início de operação comercial. Nestes casos, deve ser considerada uma carga histórica para verificar o saldo atual do banco de horas. Para essa atualização será considerando os montantes de obrigação entrega simulados para os períodos antes de suprimento, considerando também a emulação de banco de horas, com validade anual, sendo o banco adicional utilizado apenas em caso de necessidade.

Por fim, foi inserido o tratamento para os casos em que usina gere, porém tenha declarado uma indisponibilidade programada no cronograma no mesmo período. Nestes casos, conforme mencionado anteriormente, a obrigação deverá ser igual a geração (Linha de Comando 87). Cabe destacar que, a obrigação está limitada ao quanto seria originalmente entregue, na ordem de mérito ou inflexibilidade, desconsiderando as paradas programadas e forçadas (Linhas de Comando 87.1 e 88). Ou seja, a obrigação de entrega não será igual a geração nos casos da ocorrência da primeira hipótese, porém com geração fora da ordem de mérito, sem compromisso de inflexibilidade naquele período.

### Consolidação de Resultados

A partir do 23º LEN foi dado um tratamento diferenciado, em caso de exposição negativa do gerador, nos três primeiros anos após a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora. Assim, mesmo após os tratamentos da indisponibilidade programada e forçada na obrigação entrega, caso a geração da usina seja abaixo da obrigação de entrega, excluindo os casos de *constrained-off* e unidades fora de operação comercial, a usina estará exposta ao ICB atualizado ao invés do PLD do período de comercialização, independentemente da relação entre os dois. (Linhas de Comando 3 e 3.1)

Da mesma forma, neste período o distribuidor comprador arcará com a diferença entre a exposição ao ICB, arcada pelo vendedor, e a exposição real ao PLD. (Linhas de Comando 10 e 10.3)

### Receita de Venda de CCEAR

Primeiramente o módulo foi adequado para que os leilões realizados do 23º LEN em diante não sejam considerados no cálculo do ressarcimento da indisponibilidade programada no final dos três anos (Linha de Comando 22).

Em seguida, foi alterada o cálculo da receita de venda de forma que o pagamento da receita variável esteja de acordo com a obrigação de entrega apurada no mercado de curto prazo. Dessa forma, caso exista uma indisponibilidade programada e/ou forçada isenta, a usina não terá direito a receber a receita variável. Caso, exista a questão inversa, na qual a obrigação de entrega estiver preliminarmente isenta devido a indisponibilidade programada, porém houver geração, haverá o pagamento da receita variável com relação a obrigação de entrega final apurada. (Linha de Comando 119)



De forma análoga, na receita de preliminar serão apuradas de forma preliminar as indisponibilidades programadas e forçadas do mês (Linhas de Comando 89 a 99), apenas com base nas informações disponíveis, e comparado com banco de indisponibilidade forçada do mês anterior (Linha de Comando 100), para verificar se haverá isenção, e conseqüente redução da receita variável (Linhas de Comando 101 e 102).

Também foi adequado os cálculos do preço suportado pelo comprador, apurado no cálculo da receita de venda em atraso para os casos das usinas parcialmente em operação comercial, de forma a considerar a obrigação sem indisponibilidades, uma vez que as mesmas são válidas apenas para a parte em operação comercial da usina. (Linhas de Comando 82.1.1.2 e 82.1.2.2)

Por fim, foram adequados alguns textos que tratam de GNL, para considerar apenas as usinas à GNL com despacho antecipado informado, conforme condições previstas no momento da habilitação técnica realizada junto à EPE. (Linhas de Comando 82.1.1.1, 82.1.2.2 e 116.1).

#### 25º Leilão de Energia Nova

Para o 25º LEN, as principais alterações são a inclusão, pela primeira vez, da fonte solar em um leilão de Energia Nova, e a descontinuidade do tratamento quadrienal para a fonte eólica, com a abolição do saldo de energia e do ressarcimento quadrienal. Além disso, houve mudança no cálculo do ressarcimento anual para usinas eólicas, que passam a possuir o mesmo tratamento para a fonte solar, conforme disposto no Art. 8º da Portaria MME nº 293/2017:

*“Art. 8º No Leilão de Energia Nova "A-4", de 2017, os CCEAR para contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica deverão conter cláusulas específicas para o vendedor ressarcir a energia não suprida ao comprador, observadas as seguintes condições:*

*I - o valor da receita de venda atualizada correspondente à energia não suprida, no caso de geração média anual inferior à energia contratada e superior ou igual a noventa por cento do montante contratado; e*

*II - o valor da receita de venda atualizada, acrescido de penalidade de quinze por cento ao ano, correspondente à energia não suprida, no caso de geração média anual inferior a noventa por cento do montante contratado.”*

Assim, o funcionamento do CCEAR por disponibilidade para usinas eólicas comprometidas a partir do 25º LEN e para usinas solares é o mesmo. É necessário atender uma quantidade anual de energia para evitar o ressarcimento, através da entrega da geração efetiva, aplicado o percentual de comprometimento, ou ainda pelo montante contratado do CCEAR, no caso de atraso, descasamento e suspensão da usina, conforme mencionado no CCEAR:

*“6.3. Para todo PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO posterior à entrada em operação comercial da última unidade geradora da(s) USINA(S), o montante de ENERGIA a ser entregue pelo VENDEDOR ao COMPRADOR será dado pela ENERGIA produzida ponderada pelo PERCENTUAL DE COMPROMETIMENTO da(s) USINA(S) com o CONTRATO.*

*6.3.1. O PERCENTUAL DE COMPROMETIMENTO da(s) USINA(S) com o CONTRATO será alterado em razão de:*

- (i) publicação de novo valor da GARANTIA FÍSICA da(s) USINA(S) em ato específico; e/ou*
- (ii) verificação de atendimento do montante anual definido no QUADRO RESUMO; e/ou*
- (iii) em caso de redução de montantes, conforme regulamento específico.*

*6.4. Ao longo do período de instalação da(s) unidade(s) geradora(s) da(s) USINA(S), o montante de ENERGIA a ser entregue pelo VENDEDOR ao COMPRADOR será dado por uma combinação dos critérios estabelecidos nas subcláusulas 6.2 e 6.3, observadas:*

- (i) a parcela da POTÊNCIA INSTALADA da(s) USINA(S) que não se encontra(m) em operação comercial, para fins de aplicação do disposto na subcláusula 6.2; e*
- (ii) a parcela da POTÊNCIA INSTALADA da(s) USINA(S) que se encontra(m) em operação comercial, para fins de aplicação do disposto na subcláusula 6.3.*

*6.5. Os montantes de ENERGIA entregues, conforme subcláusulas 6.2 e 6.4 (i), serão considerados no processo de verificação de atendimento do montante anual de ENERGIA CONTRATADA.”*

Em caso de atendimento do montante contratual da usina, o percentual de comprometimento é reduzido a zero, ficando a geração adicional para o agente proprietário da usina no mercado de curto prazo, compondo o recurso do agente na contabilização juntamente com os contratos de compra, fazendo frente ao requisito que é formado pela venda no ambiente livre.

Para a fonte Biomassa sem CVU a cláusula 5.9 do CCEAR foi alterada com relação aos leilões anteriores, mencionando que as exposições financeiras do MCP são assumidas pelo comprador:

*“5.9. As exposições financeiras no MERCADO DE CURTO PRAZO serão assumidas pelo COMPRADOR, à exceção daquelas ocorridas no período que antecede a completa motorização da(s) USINA(S), nos termos da Cláusula 6ª.”*

Entretanto, analisando a Nota Técnica nº 30/2017 – SEL- ANEEL, conclui-se que a inserção da subcláusula ocorreu de forma equivocada, uma vez que a alteração ocorreu com base em uma contribuição que mencionava apenas CCEAR proveniente de fonte solar e eólica. Entende-se que a referida subcláusula pode estar relacionada a diferença entre o montante contratado e a obrigação de entrega, assumido pelo comprador.

Dessa forma, não houve alteração com relação a regra vigente para usinas biomassa sem CVU com obrigação de entrega, no qual a diferença entre a obrigação de entrega e a geração é arcado pelo vendedor do CCEAR.

### Comprometimento de Usinas

Em função da comercialização de energia solar no 25º LEN a seção 2.5 do caderno, até então dedicada para fonte eólica e usinas fotovoltaicas comprometidas com CER, foi alterada para comportar as alterações oriundas do CCEAR, essa escolha se deve à semelhança entre os CCEARs das fontes eólica e solar do 25º LEN.

Uma vez que o CCEAR não prevê a existência do conceito de quadriênio foi incluído, no cálculo da energia para atendimento do contrato para usinas eólicas, uma condicional no cálculo que não leva em consideração o saldo acumulado de energia provenientes de anos anteriores. Dessa forma, a energia necessária para atendimento do CCEAR no início do ano é igual a energia comprometida com o mesmo (Linhas de Comandos 74.1 e 74.2).

De maneira análoga, a atualização da necessidade de entrega de energia não deve considerar o saldo acumulado (Linha de Comando 101.1), alteração também refletida no título do Anexo I.

### Contratos

Em virtude da alteração da cláusula 4.5 do CCEAR por quantidade do 25º LEN, a sazonalização da energia contratada passou a ser realizada exclusivamente conforme SIMPLES, ao contrário do que ocorria até então, quando era permitido sazonalizar a energia contratada em comum acordo entre o vendedor e o comprador. Assim foi inserido um quadro importante na seção 9.2 Sazonalização de CCEARs do caderno de Contratos de forma a ressaltar a excepcionalidade (Linha de comando 84).

### Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR

Uma vez que a fonte solar foi comercializada pela primeira vez no 25º LEN, se fez necessário incluir o tratamento no referido módulo, que ocorre de forma idêntica ao realizado para fonte eólica. (Linhas de Comando 36.1 e 36.2).

### Receita de Venda de CCEAR

Primeiramente, de forma a refletir as alterações no CCEAR do 25º LEN da fonte eólica, que removeu o mecanismo de saldo quadrienal, o cálculo da energia anual não gerada, utilizado como o ressarcimento anual, foi alterado para os leilões realizados de 2017 em diante (Linha de Comando 5).

Em seguida a seção 2.2 – Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Eólicas) foi reorganizada. Todos os cálculos referentes ao ressarcimento anual passaram no início da seção, sendo calculado em seguida as linhas de comando referentes ao ressarcimento quadrienal. Essas alterações foram realizadas para tornar mais claro o ressarcimento e as diferenças de cálculo conforme o leilão (Linhas de Comando 7, 7.1, 7.2, 7.3, 8, 8.1 e 8.2).

Dentro da seção do ressarcimento anual foi criada uma condição específica para o cálculo das usinas que comercializaram em leilões de energia nova de 2017 em diante. O ressarcimento para essas usinas possui duas faixas, a primeira para as usinas que entregaram 90% ou mais da energia comprometida com o CCEAR e menos de 100%, e o segundo para usinas que entregaram menos de 90% da energia comprometida com o leilão.

No primeiro caso o ressarcimento é valorado conforme o maior valor entre a média do PLD anual e a receita fixa unitária da usina, multiplicado pelo montante de energia não entregue. O cálculo para o segundo caso é o mesmo, porém mais punitivo, com um acréscimo de 15% no valor da receita fixa unitária da usina (Linha de Comando 7.3).

Em sequência foram feitos ajustes textuais na seção referente ao ressarcimento quadrienal de forma a excluir as usinas eólicas do 25º LEN em diante (Linhas de Comando 6.9, 11, 11.2 e 12).

Uma nova seção referente ao ressarcimento das usinas solares foi criada, seguindo o padrão do Caderno de Receita de Venda: seção 2.4 – Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Solares), cujos cálculos são equivalentes ao da fonte eólica do 25º LEN. Primeiramente é obtida a energia anual não gerada para atendimento do produto, essa energia é valorada conforme as duas faixas citadas anteriormente e lançada em uma única parcela no primeiro mês do ano subsequente (Linhas de Comando 27, 27.1, 28 e 28.1).

Dessa forma o Ressarcimento para as fontes eólica e solar pode ser consolidado na seção 2.5 – Consolidação dos Ressarcimentos Apurados, para o ressarcimento da fonte eólica foi criada uma condicional que exclui o ressarcimento quadrienal para as usinas comprometidas com leilões realizados de 2017 em diante (Linhas de Comando 29.1 e 29.2).

Em paralelo foram realizados ajustes textuais para enquadrar a fonte solar nos cálculos das indenizações devidas para os geradores que realizarem redução permanente ou rescisão contratual (Linhas de Comando 128.3 e 129.1).

Além disso, o montante total a ser pago no ressarcimento é abatido do cálculo do valor preliminar da primeira parcela da receita de venda, refletindo no total da receita de venda do mês (Linhas de Comando 140 e 153).

A última alteração ocorre no Anexo I – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos, onde é calculado o PLD médio anual para a fonte solar que será utilizado em eventuais ressarcimentos por insuficiência de geração (Linha de Comando 159).

## 1.2. Cálculo do consumo líquido para rateio de encargos de autoprodutores

A Consulta Pública nº 34/2019 abordou o tema “Cálculo do consumo líquido para rateio de encargos”, apresentando proposta de alteração algébrica para o módulo de Encargos para o ano de 2020, concluindo por meio da Nota Técnica nº 2/2020 – SRM-SRG/ANEEL o que segue:

*“79. Diante do exposto nesta Nota Técnica, tendo em vista: (i) que as Regras de Comercialização, desde 2006, apesar de não haver previsão legal, tratam consumidores com participação em outras empresas geradoras como autoprodutores; e (ii) que a sazonalização da geração (lastro e MRE) e de contratos é realizada antes do início de cada ano, já tendo ocorrido para o ano de 2020, entendemos adequado endereçar o assunto da seguinte maneira:*

*a) Para as Regras de Comercialização versão 2020:*

- i. O módulo Encargos permanecerá considerando, para fins de cálculo do consumo líquido, a alocação de geração realizada em outras empresas com participação do consumidor, da forma como ocorre atualmente;*
- ii. Quanto ao abatimento da energia comercializada, o módulo Encargos não será alterado para 2020;*

*b) Para as Regras de Comercialização versão 2021:*

- i. a CCEE deverá encaminhar proposta que contemple o seguinte tratamento para usinas outorgadas a SPE, para efeitos de cálculo do consumo líquido utilizado para pagamento de ESS e ER;*
  - a) usinas outorgadas até 31/12/2020 poderão ter sua geração utilizada para abatimento da carga de consumidores com CNPJ distintos, os quais possuam participação societária na usina outorgada, da forma como ocorre atualmente;*
  - b) usinas outorgadas, ou prorrogadas, após 1/1/2021 somente poderão utilizar sua geração para abater a carga do próprio agente outorgado;*
- ii. não deve ser realizada distinção de tratamento entre os tipos de outorga do agente, se de autoprodução ou produção independente;*
- iii. deve haver tratamento para empresas com cadastros da matriz e filial como agentes distintos, os quais devem ser tratados como agente único para fins de abatimento de encargos.”*

### Encargos

Diante disso, foi alterado o cálculo do consumo líquido para apuração do pagamento de Encargos de Serviços de Sistema (Linha de Comando 39.2), assim como pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva (Linha de Comando 58).

Da energia mensal gerada pela usina, assim como as devidas alocações referentes ao MRE, são abatidos os comprometimentos com o Ambiente de Contratação Regulada – ACR que estejam vinculados à usina, sendo considerado na modalidade por disponibilidade a energia gerada destinada ao contrato, ou sua obrigação de entrega, e a quantidade contratada para a modalidade quantidade ou Contratos Bilaterais Regulados - CBR, limitado ao percentual de geração de direito destinado ao agente (Linhas de Comando 39.2.1.1.6, 39.2.1.1.7, 39.2.1.1.8).

Além disso, a posição contratual líquida das demais modalidades de contratação, do mesmo tipo de energia das usinas associadas à autoprodução, também são abatidos do somatório por tipo de energia passível de alocação do agente (Linha de Comando 39.2.1.1.9 e 39.2.1.1.5). Para evitar duplicidade nessa apuração, são descontadas as contratações para fins de alocação de geração própria nos casos onde é necessário o registro de contrato para repasse (Linha de Comando 39.2.1.1.10).

É importante ressaltar que os cálculos referentes a contratação de autoprodução são realizados por tipo de energia para evitar que a energia destinada para o autoatendimento seja oriunda de outro empreendimento que não aquele de onde o agente detenha participação e direito de alocação, e também para que não haja a compensação de tipos de energia diferentes na apuração das alocações.

A energia mensal efetivamente disponível, após abatimento dos compromissos regulados e das eventuais vendas líquidas, será distribuída entre as usinas, por tipo de energia vinculado a cada parcela e de acordo com a geração mensal de cada empreendimento (Linha de Comando 39.2.1.1.4). Em seguida, a geração será modulada de forma horária conforme a curva de geração de cada usina (Linha de comando 39.2.1.1.3) e os valores horários serão distribuídos entre todas as cargas que estejam modeladas sobre o agente, de acordo com o percentual de consumo no ambiente livre que a carga representa em cada hora (Linhas de Comando 39.2.1.1.2).

O rateio horário é realizado entre as cargas de acordo com o percentual de consumo no ambiente livre que cada parcela representa em relação a todo o consumo, em determinada hora, e garante a otimização das alocações, destinando a energia disponível para as cargas que detenham maiores demandas em cada período de comercialização. O resultado de energia alocada para cada parcela de carga será obtido por meio do somatório de toda geração horária destinada à carga, proveniente de todas as usinas as quais o agente possui direito de

alocação, limitado ao consumo no ambiente livre da mesma (Linha de Comando 39.2.1.1.1). Tal valor será abatido do consumo total da carga, resultando no consumo líquido atendido pelo Sistema Interligado Nacional – SIN (Linha de Comando 39.2.1.1).

Como ponto de atenção, para atendimento ao comando emitido pela Nota Técnica nº 2/2020 – SRM-SRG/ANEEL, referente ao tratamento dado aos agentes participantes de Sociedades de Propósito Específico (SPE), com a usina modelada sobre outro agente com CNPJ distinto, a geração destinada ao abatimento do consumo das cargas será considerada apenas para as usinas outorgadas anteriores a 1º de janeiro de 2021. Para empresas com cadastro de matriz e filial como agentes distintos, o tratamento será dado como agente único para fins de abatimento de encargos (Linha de Comando 32.2.1.1).

#### Alocação de Geração Própria

Em conformidade às alterações propostas no módulo de Encargos, no que se refere ao consumo líquido de autoprodutores, o módulo de Alocação de Geração Própria será alterado na apuração da energia mensal passível de alocação, refletindo o mesmo entendimento quanto ao abatimento dos compromissos regulados do agente (Linhas de Comando 1.1 e 1.2). Para não ocorrer duplicidade na consideração de tais contratos, o cálculo da venda líquida do agente para fins de alocação de geração própria contou com uma alteração para que tais contratos não sejam considerados, por meio da alteração de um filtro (Linha de Comando 3.3).

### **1.3. Alívio de Encargos de Segurança Energética e Custo de Descolamento**

A Nota Técnica nº 02/2020 – SRM-SRG/ANEEL, resultado da Audiência Pública nº 33/2019 e da Consulta Pública nº 34/2019, aprovou a versão 2020 das Regras de Comercialização e determinou à CCEE que apresentasse uma proposta que considere a possibilidade de alívio para os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) por Segurança Energética, bem como do custo adicional decorrente da operação de usinas termelétricas despachadas pelo ONS por ordem de mérito, cujo CVU seja superior ao PLD do período de comercialização.

#### Encargos

Para determinação do Total de Encargos se Serviços do Sistema, que indica o valor em reais a ser pago aos geradores no mês de apuração, foram realizadas alterações para contemplar os Encargos por Segurança Energética e Custo do Descolamento entre PLD e CMO. (Linha de Comando 53)

Na seção “Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS”, de maneira análoga ao que é feito nos encargos com direito à alívio, os valores dos Encargos por Segurança Energética e do Custo de Descolamento passam a ser passíveis de ajustes em função do total de recurso disponível para alívio de ESS. (Linhas de Comando 56.2 e 56.3)

Na seção “Consolidação dos Encargos”, o pagamento dos Encargos por Razão de Segurança Energética passa a ser calculado com o valor ajustado (Linha de Comando 61.2), supracitado.

Por sua vez, no ANEXO I, referente ao Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, o encargo de segurança energética e custo de descolamento não aliviados no mês foram incluídos no total de encargo passível de alívio retroativo (Linha de Comando 63.3)

Por fim, o ANEXO III “Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC” foi migrado do módulo de Consolidação de Resultados para o de Encargos, devido a necessidade de obter o valor do custo antes da realização do alívio. Além disso, no cálculo dos custos devido ao descolamento (Linha de Comando 74), está sendo considerada a parcela ajustada, ou seja, considerando os alívios dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO.

#### Consolidação de Resultados

Conforme supracitado, o ANEXO III foi excluído do módulo de Consolidação de Resultados, ademais, o resultado referente ao efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO passou a ser inserido na rubrica referente aos Efeitos oriundos de balanço energéticos e repasses no MCP (Linha de Comando 59.1), de forma análoga ao que ocorre para os encargos, sendo retirado da rubrica Efeitos oriundos da contratação no ACR (Linha Comando 59.2).

### **1.4. Limites Máximos PLD - Horário e Estrutural (REN 858)**

A Resolução Normativa nº 858/2019 estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo dos limites máximos e mínimo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do valor da Tarifa de Energia de Otimização, referente à cessão de energia efetuada pela Usina Hidroelétrica Itaipu (TEOItaipu). Contudo, a novidade neste processo foi a inclusão de dois limites máximos para o PLD, a partir da implementação do PLD horário, bem como a metodologia de acionamento dos limites.

*“Art. 2º Ficam estabelecidos dois limites máximos do PLD:*

*I - um limite máximo estrutural (PLD<sub>max\_estrutural</sub>); e*

*II - um limite máximo horário (PLD<sub>max\_horário</sub>).”*

Descritivo de Alterações



(...)

Art. 3º

(...)

*“§ 3º A partir da vigência do PLDmax\_horário, caso a média diária dos PLDs horários for superior ao PLDmax\_estrutural, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deve ajustar a série de PLDs horários até que a média de seus valores seja igual ao PLDmax\_estrutural”*

*§ 4º Respeitado o valor do PLDmin, o ajuste na curva diária de PLDs horários deve ser realizado de forma uniforme e proporcional.*

*§ 5º O ajuste de que tratam os §§ 3º e 4º deve ser realizado para cada submercado, de forma independente”*

Para aplicação dos referidos comandos, há primeiramente a necessidade de aplicação dos limites horários ao CMO médio da hora, oriundo dos decks de preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sendo estes: (i) o Limite Máximo Horário e (ii) o Limite Mínimo.

A partir de então, é necessário calcular a média diária dos PLDs horários e, caso a média diária seja superior ao Limite Máximo Estrutural, ajustar a série de CMO horários do dia pela proporção entre o valor estrutural e a média diária. Posteriormente é comparado o valor do CMO ajustado em cada hora com o limite máximo horário e mínimo.

Caso, a média dos valores continuar sendo maior que o PLD Estrutural, mesmo após a aplicação do fator e dos limites, será necessário repetir o tratamento, até que a média atinja o valor estrutural.

A Figura 1 ilustra a determinação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD aplicando as diretrizes da REN 858.

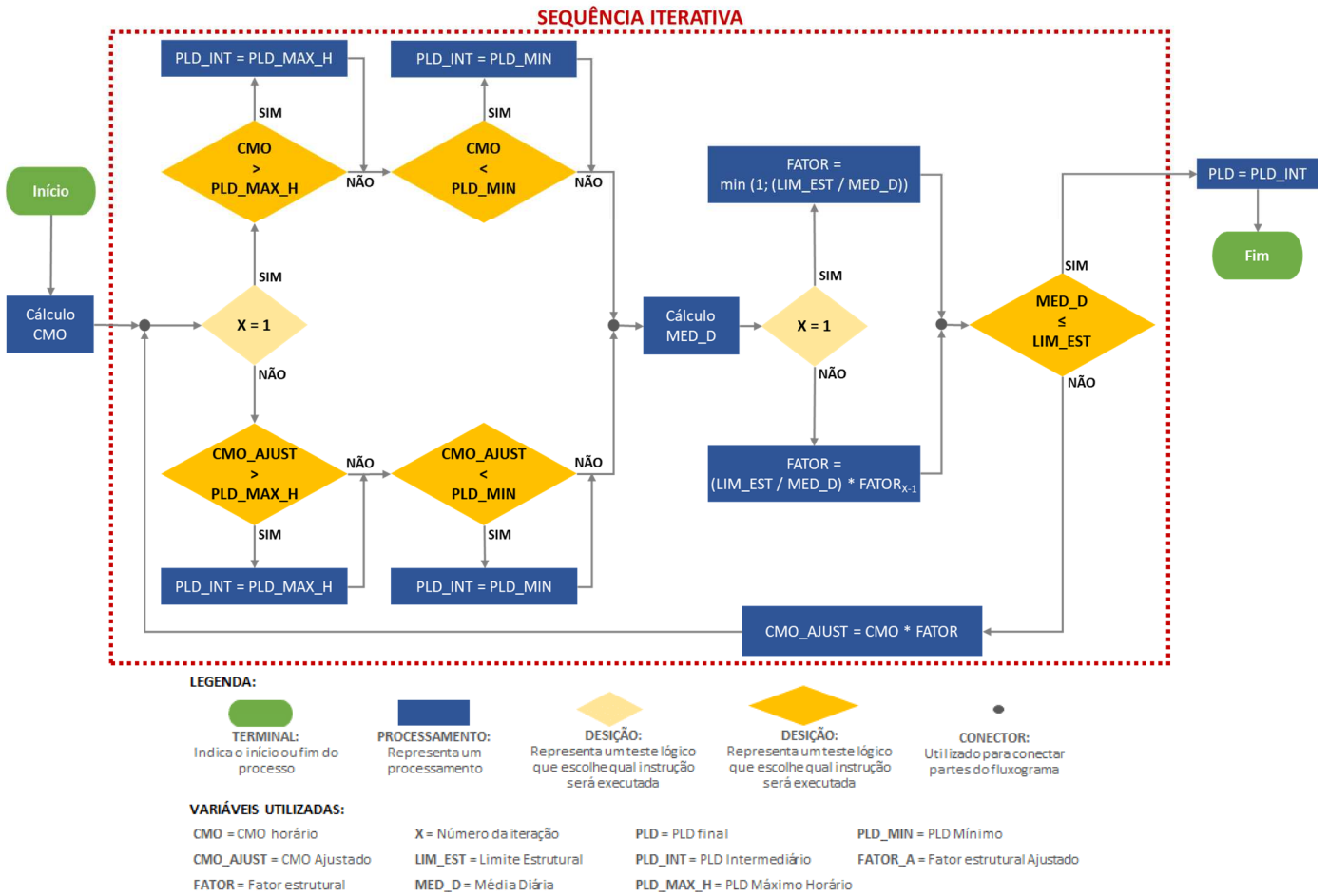


Figura 1: Fluxograma da determinação do PLD

### Preço de Liquidação das Diferenças - PLD

Na determinação do PLD foi necessário criar um novo processo de cálculo devido à implementação do modelo de programação diária (DESSEM) e dos limites estipulados pela REN 858/19. Uma vez que a granularidade dos CMOs, oriundos dos decks do DESSEM, é semi-horária, deve ser aplicada uma média simples para obter o CMO com granularidade horária. (Linha de Comando 9), para posterior aplicação dos limites máximo horário e mínimo. (Linha de Comando 10.1)

Assim, conforme mencionado anteriormente, é necessário ajustar a série diária de PLDs horários, caso a média do dia seja superior ao Limite Máximo Estrutural. A sequência iterativa de cálculo para determinação do PLD possui incrementos unitários e será finalizada quando a média dos valores diários do PLD for menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural.

Inicialmente, é necessário aplicar os limites máximo horários e mínimo, sendo realizado de forma distinta na primeira iteração quando será utilizado o CMO horário. Para as demais iterações o valor utilizado será do CMO ajustado, obtido ao fim da iteração anterior. (Linha de comando 10.1). Uma vez que é necessário verificar a adequação com PLD Máximo Estrutural, o PLD obtido nessa etapa será considerado o PLD intermediário. Em seguida é realizada a média diária dos PLDs intermediários, considerando a média aritmética simples dos PLDs horários daquele dia. (Linha de Comando 10.2)

Por sua vez, deve ser apurado o Fator Estrutural, que indica o quanto será necessário ajustar nos valores de CMOs horários, considerando a relação entre o PLD máximo estrutural e o PLD médio do dia. Este valor é acumulativo, por isso se faz necessária a utilização do valor calculado na iteração anterior para se obter o fator da iteração atual, com exceção da primeira iteração. (Linha de Comando 10.3)

Por fim, deve ser verificado se a sequência iterativa foi finalizada ou será necessária uma próxima iteração. Assim, enquanto a média diária for maior que o Limite Máximo Estrutural, o CMO Ajustado, que será utilizado na próxima iteração, é resultado da aplicação do Fator Estrutural ao CMO médio horário original. Entretanto, caso a média diária do PLD da iteração for menor ou igual do que o PLD Estrutural haverá o fim da sequência, definido os PLDs horário que serão utilizados na contabilização do Mercado de Curto Prazo. (Linha de Comando 10.4)

Adicionalmente, foi necessário alterar a determinação do PLD\_X, utilizado para fins de deslocamento hidráulico, uma vez que faz referência ao limite máximo do PLD, e a partir de 2021 existem dois limites vigentes. É proposto que, para o cálculo do PLD Médio Atualizado Limitado, seja utilizado como valor máximo o PLD Máximo Estrutural, visto que a média do PLDs de determinado ano não será maior que tal limitação.

Além disso, foram realizadas alterações nos fundamentos conceituais do módulo para representar as definições para determinação do PLD horário, bem como das disposições constante na Resolução Normativa nº 843/19.

### Encargos

Da mesma forma do PLD\_X, o cálculo do montante não entregue de importação utiliza o PLD máximo atualmente vigente, sendo necessário a adequação. De forma a cobrir uma gama maior de substituições, foi utilizado o valor do PLD Máximo Estrutural, para verificar se a não entrega da importação deve ser valorada pela diferença entre o PLD Semanal e CVU da usina substituída (caso o CVU da usina substituída seja menor que o PLD máximo), ou ainda 5% do valor do PLD máximo (caso o CVU da usina substituída seja maior que o PLD máximo). (Linhas de Comando 15.1 e 15.2)

Da mesma forma, a valoração para substituição de usinas com PLD maior que PLD Máximo Estrutural, será feita com base no PLD máximo estrutural, mantendo a coerência entre acionamento e a cobrança. (Linha de Comando 15.2)

Por fim, caso o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE decida por considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas, a valoração também será de 5% do Limite Máximo Estrutural. (Linha de Comando 15.3)

### Receita de Venda de CCEAR

Assim como nos cadernos anteriores, o módulo de Receita de Venda utiliza o valor do PLD máximo para emular o “spread” utilizado para compras bilaterais no curto prazo, para fins de cálculo da Receita atrasada, conforme Resolução Normativa nº 595/2013.

Da mesma forma que nas situações anteriores, é proposto que seja utilizado o PLD máximo estrutural, devido à proximidade do valor do PLD máximo vigente atualmente, além do fato da contratação exigida pela REN 595 ser mensal, sem necessidade de modulação, tendendo a não ser maior que o PLD máximo estrutural (Linha de Comando 84).

## Aprimoramentos

### 1.5. Revisão do tratamento de exposições para distribuidoras (CCEAR-D, CCGF, CCEN)

Em 6 de Novembro de 2019, foi apresentado à ANEEL um estudo que mostrava os efeitos dos contratos por disponibilidade no mecanismo de tratamento de exposições das distribuidoras. Tal iniciativa teve como motivação o questionamento levantado por agentes de distribuição que, mesmo sobrecontratados, apresentavam resultados negativos no mercado de curto prazo. As análises realizadas pela CCEE chegaram à conclusão de que tal resultado é inerente à forma como o mecanismo foi concebido, com o compartilhamento dos riscos de forma centralizada, porém, foi constatado um efeito trazido pela consideração dos montantes contratados da modalidade disponibilidade e não a geração efetivamente realizada para atendimento de tais contratos, aumentando por consequência as exposições negativas remanescentes do mecanismo.

Adicionalmente notou-se que a utilização da geração destinada ao atendimento dos contratos por disponibilidade anteriores à 2011, ou a obrigação de entrega associada aos contratos dessa modalidade, se mostra um conceito mais adequado para realização do tratamento de exposições das distribuidoras, pois, as exposições no mercado de curto prazo – MCP são geradas em função destes parâmetros e não conforme montante contratual (conforme regra vigente). Tal entendimento foi estendido aos contratos de Cotas de Garantia Física e Cotas de Energia Nuclear, tendo em vista que tais contratos trazem o mesmo efeito ao mecanismo e no MCP das distribuidoras.

#### Tratamento de Exposições

Alteração na subseção 3.2.1 “Detalhamento do Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs”, com a consideração da geração verificada para atendimento de contratos das modalidades CCEARs por disponibilidade, CCENs e CCGFs, em substituição ao valor do contrato (Linha de Comando 60.1). Como a geração de tais contratos é apurada no módulo de Comprometimento de usinas, que atualmente é calculado posterior ao módulo de Tratamento de exposições, a ordem de processamento destes cadernos será alterada e, para refletir tal mudança, o número do módulo de Tratamento de Exposições será alterado para 8.

#### Comprometimento de Usinas

Alteração do número do módulo de Comprometimento de usinas, passando a ser o módulo 7, para refletir a ordem de processamento dos módulos, visto que será necessário o uso de variáveis que são calculadas no módulo de CDU para uso no novo cálculo a ser aplicado no módulo de Tratamento de Exposições.

## 1.6. Tratamento da Inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo período

Conforme previsto nos CCEARs de usinas térmicas com CVU do 18º LEN em diante, o agente gerador deverá informar para o ONS, até 15 de dezembro do ano anterior, a sazonalização da inflexibilidade bem como o cronograma de indisponibilidade programada. Contudo, conforme análise constante Nota Técnica nº 171/2017–SRM/ANEEL, não deve coexistir no mesmo período de comercialização a indisponibilidade programada e a inflexibilidade, cabendo ao ONS realizar o controle das declarações para que isso não ocorra, conforme detalhamento em Procedimento de Rede.

Contudo, durante os três primeiros anos de suprimento do CCEAR (do 18º ao 22º LEN), a isenção da obrigação de entrega ocorre com base na indisponibilidade programada verificada, não sendo possível impedir que ocorra indisponibilidade e entrega de inflexibilidade no mesmo momento.

Dessa forma, é proposto uma mitigação de isenção de inflexibilidade, considerando que a indisponibilidade deve ser considerada prioritariamente na parte flexível da usina, garantido a entrega da inflexibilidade, limitada na potência disponível. Destaca-se que atualmente, caso uma usina esteja parcialmente em indisponibilidade programada, é isenta a obrigação de entrega na mesma proporção.

Adicionalmente foi identificado uma correção necessária no cálculo do ressarcimento da geração abaixo da inflexibilidade, no caso de isenção de obrigação de entrega devido a indisponibilidade. Conforme cláusula 10 do CCEAR, não há isenção do ressarcimento nestas situações, ao contrário do atualmente vigente nas regras de comercialização. Assim, é proposto que tal alteração ocorra de forma retroativa, desde do início do 18º LEN (Janeiro/18).

### Comprometimento de Usinas

De forma a priorizar a entrega da inflexibilidade, nos períodos em que a usina está em parada programada verificada, foi alterado o cálculo da inflexibilidade contratual modulada, nos três primeiros anos do suprimento, de forma a garantir que a usina atenda a inflexibilidade sempre que houver potência disponível, aplicando o respectivo percentual de comprometimento (Linha de Comando 74.1).

Destaca-se o tratamento das unidades geradoras fora de operação comercial, que devem ser consideradas como integralmente disponíveis, para não distorcer a entrega das unidades em operação (Linha de comando 75), visto que a ponderação da entrega das unidades atrasadas, é realizada em momento posterior, com base no montante contratado.

Por fim, foi inserido o cálculo da inflexibilidade contratual modulada ponderada, utilizado no cálculo de eventuais ressarcimentos da usina, com vista a cobrar o ressarcimento mesmo que usina esteja em parada programada (Linha de Comando 76).

#### Receita de Venda de CCEAR

Durante a demanda foi verificada a possibilidade de utilizar, para apuração da receita de venda, a indisponibilidade programada verificada ao invés da parada programada constante no cronograma, durante os três primeiros anos do suprimento (Linha de Comando 104.2.1). Com tal tratamento será possível obter a receita variável preliminar com mais precisão, antecipando o cálculo da obrigação no Mercado de Curto Prazo, que por sua vez é refletida na receita de venda final.

### **1.7. Criação de um vínculo entre as usinas e os CBRs anteriores à Lei 10.848/2004**

As regras vigentes preveem que para os Contratos Bilaterais Regulados (CBRs) celebrados entre os agentes de distribuição e os agentes vendedores decorrentes de "Geração Distribuída de Chamada Pública", "Geração Distribuída de Desverticalização" e "oriundos do Sistema Isolado", os empreendimentos de geração utilizados como lastro sejam identificados. Entretanto, o mesmo não ocorre com os contratos CBRs anteriores à Lei nº 10.848/2004, onde atualmente não existe um vínculo entre a usina que negociou essa modalidade contratual e o respectivo contrato CBR. A ausência desse vínculo permite que o vendedor realize a substituição do lastro de energia (*swap*) para atendimento do CBR.

O aprimoramento proposto tem por finalidade ajustar as Regras de Comercialização de modo a criar um vínculo entre os empreendimentos que negociaram essa modalidade contratual aos respectivos CBRs anteriores à Lei nº 10.848/2004.

#### Contratos

Alteração textual na subseção 8.1.1 "Detalhamento das premissas gerais dos CBRs" a fim de adicionar à lista de contratos CBRs cujos empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados, os contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (Linha de Comando 67).

#### Penalidades de Energia

Alteração textual na subseção 2.1 "Apuração das Grandezas Preparatórias" de modo a adicionar os contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 à lista de contratos CBRs cujos empreendimentos de geração

utilizados como lastro devem ser identificados, quando do cálculo do total de CBRs de Venda Especial e Não Especial (Linha de Comando 18).

#### Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST

Alteração textual na subseção 2.1 "Determinação da Garantia Física para fins de Desconto na TUSD/TUST". No cálculo da garantia física disponível por usina que lastreou os CBRs (Linha de Comando 1.2.2), os contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 foram adicionados à lista de contratos CBRs cujos empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados.

### **1.8. Correção na apuração dos débitos de AGP do autoprodutor na representação "junto carga"**

Em 2019 alguns agentes autoprodutores, por meio de chamados encaminhados à CCEE, questionaram os resultados da apuração dos débitos do mecanismo de alocação de geração própria. Estes argumentaram que haviam sido apurados débitos sem que houvesse alocação no período. Analisando a situação apresentada, a CCEE constatou a necessidade de correção algébrica na situação em que um agente com cargas e usinas modeladas sob um mesmo agente  $\alpha$  (representação "junto carga") decide não realizar alocação num determinado período. Nessa situação, quando da apuração anual de débitos, o mecanismo vigente compara toda a geração passível de alocação com as vendas líquidas realizadas, não considerando as alocações mensais declaradas pelo agente. Desta forma, mesmo que o agente não deseje realizar a alocação de energia para suas cargas, o montante apurado será aquele sobre o qual o agente detém o direito de alocação, ao invés de considerar as efetivas operações mensais. Cabe ressaltar que na situação onde a usina e as cargas estão modeladas sob agentes distintos (representação "separado carga") o cálculo é efetuado corretamente, uma vez que as declarações mensais de alocação de geração estão sendo consideradas na apuração do débito anual.

Desta forma, essa proposta tem como objetivo aprimorar o cálculo dos débitos dos agentes na situação de alocação "junto carga", levando em consideração as declarações e dando a opção de "não alocação", tendo em vista que os benefícios do AGP não são compulsórios e equalizando a forma de cálculo dos débitos àquela aplicada aos agentes em regime de SPE ("separado carga").

#### Alocação de Geração Própria (AGP)

Alteração na subseção 2.1.2 "Definição da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes Cujas Cargas Sejam Contabilizadas Juntamente com a Respectiva Usina na CCEE" a fim de corrigir os cálculos que apuram as alocações realizadas no ano de apuração, para os agentes com usinas e cargas modeladas sobre um mesmo agente "alfa", levando em consideração as declarações mensais (Linha de



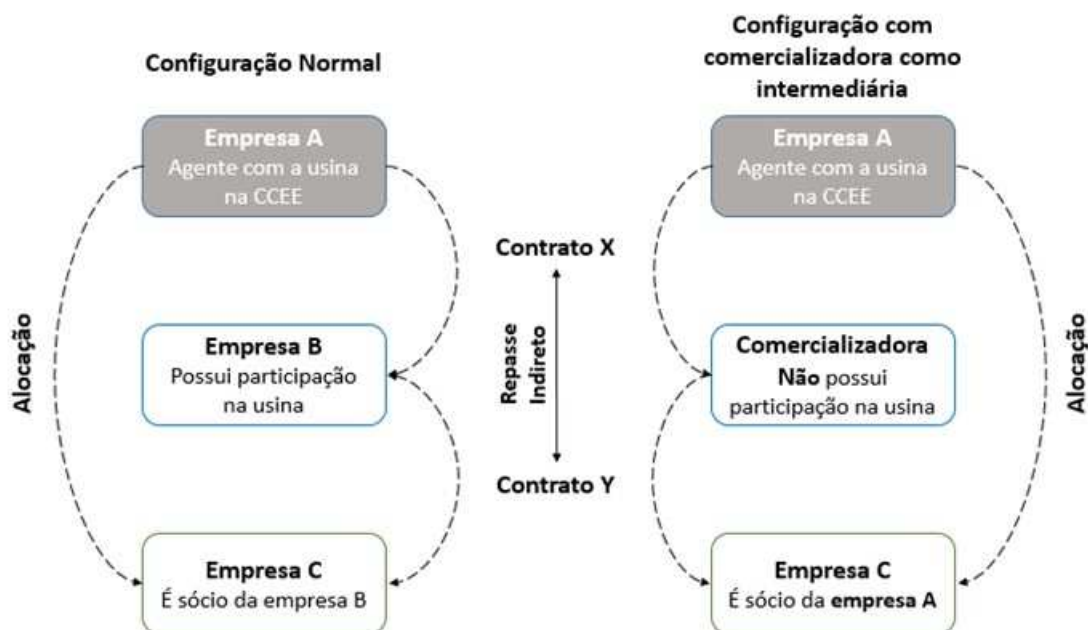
Comando 3.2). Para considerar os efeitos das declarações mensais do agente, foram incluídos no cálculo de alocação tais percentuais, inclusive na parcela relativa à geração que está na situação “separado carga” que abate o consumo mensal das cargas no ambiente livre, a qual está sendo decomposta em sua parcela mensal para este fim (Linhas de Comando 6.1.1.1 e 6.1.1.2). Para que os efeitos contemplem a otimização do mecanismo de sobras existente no módulo de Alocação de Geração Própria, foi incluído um acrônimo intermediário, de maneira similar ao que é apresentando para a situação de “separado carga” (Linha de Comando 3.2.2).

Adicionalmente, foi identificado um ponto de aperfeiçoamento na forma de rateio dos débitos na apuração anual de energia alocada, distribuindo tais valores entre as alocações de ‘junto carga’ e ‘separado carga’, para que o mesmo montante não seja abatido na mesma proporção nos agentes que estejam enquadrados nas duas situações. O cálculo fará o rateio de acordo com as alocações realizadas em cada situação (Linha de Comando 3.2.1), sendo considerado nos cálculos das alocações anuais de ambas as configurações. Outro ponto de melhoria está relacionado a agregação das alocações para todo o tipo de energia, antes do abatimento de débitos, tendo em vista que estes últimos não apresentam tais dimensões (Linhas de Comando 3.2 e 6.1.1.2).

## 1.9. Garantia de alocação do mesmo tipo de energia para fins de AGP

A comprovação de destinação da geração própria de agentes que possuem a configuração “separado carga” (carga e usina modelada sob agentes distintos) é realizada por meio de um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) firmado entre o agente em que a usina está modelada e o agente que possui as cargas. Durante estudos de aprimoramentos realizados pela CCEE, foi identificado que, uma vez que o acrônimo responsável por apurar tais repasses de geração não verifica o tipo de energia, é possível a realização de *swap* de energia, configurando um repasse indevido nas alocações que devem ser realizadas com o mesmo tipo de energia da usina que o agente possui participação.

Adicionalmente, nas situações denominadas como “repasso indireto”, em que existe a presença de um agente intermediário, foram identificadas situações onde alguns agentes têm utilizado comercializadoras como intermediárias da negociação sem que estas tenham vínculo com os empreendimentos. Nessa configuração, é possível repassar um contrato com desconto por fonte incentivada para a comercializadora e ainda assim usufruir do benefício de abatimento de encargos para as próprias cargas.



Representação contratual do “repasse indireto” de geração

A presente proposta busca solucionar as questões citadas acima, através de aprimoramentos algébricos e textuais, tanto nas Regras quanto nos Procedimentos de Comercialização (Submódulo 3.1).

#### Alocação de Geração Própria (AGP)

Alteração no filtro presente no acrônimo que apura os contratos de repasse de autoprodução, para agentes que estejam na situação de “separado carga” e inclusão de um “quadro importante”. Para efetivação do contrato como um repasse, os agentes deverão registrar as vendas a partir dos perfis onde as usinas estão modeladas, garantindo que o tipo de energia alocada à carga seja do mesmo tipo que foi produzida pelo empreendimento (Linha de Comando 6.1.3). Tal condição será válida também para as representações de “repasse indireto”, tratado no submódulo 3.1 dos Procedimentos de Comercialização.