

NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL

Em 22 de março de 2024.

Processo: 48500.001367/2016-10

Assunto: Fechamento da Consulta Pública nº 20/2023, com vistas a colher subsídios para a revisão da Resolução Normativa nº 1.031, de 2022 e a revisão de módulos de Regras de Comercialização, em razão do art. 4º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, que versa sobre o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas.

I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem como objetivo analisar as contribuições da Consulta Pública (CP) 20, de 2023, realizada por formulário eletrônico *MS Forms* e intercâmbio documental, com vistas a colher subsídios para alterações na Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, e nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica, no que couber, do art. 4º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, que versa sobre o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas.

II. DOS FATOS

2. A Lei nº 9.427/1996, com redação dada pela Lei nº 9.648/1998, estabeleceu que a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para empreendimentos hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica. A Resolução nº 281/1999 regulamentou a matéria em seu artigo 22.

3. Com a Lei nº 10.438/2002, o desconto foi estendido aos empreendimentos a partir de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, dentro dos limites de potência já estabelecidos, além de incidir também sobre o consumo da energia comercializada por esses empreendimentos. A Resolução nº 219/2003 deu

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 2 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

nova redação ao artigo 22 da Resolução nº 281/1999, de forma a adequá-lo ao novo comando legal.

4. A Lei nº 10.762/2003 ampliou a redução tarifária para os consumidores ou conjunto de consumidores com potência instalada maior ou igual a 500 kW que comercializem energia com as fontes enunciadas no comando legal, bem como para empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW.

5. De forma a adequar o regulamento ao novo arcabouço legal, foi expedida a Resolução Normativa (REN) nº 77/2004, que estabeleceu os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

6. Em 2005, a REN nº 166, que estabeleceu as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE), discriminou as componentes sobre as quais o percentual de desconto incidia, em acordo com a nova estrutura tarifária.

7. A Lei nº 11.488/2007 ampliou o benefício, ao alterar a condição de “potência instalada” para “potência injetada”. Como resultado, a REN nº 271/2007 alterou a REN nº 77/2004 e adicionalmente estabeleceu desconto de 100% para empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

8. A Resolução Normativa nº 464/2011, que aprova os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) referente ao Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, definiu que a incidência do percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição será estabelecida pelo Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

9. Em 2012, por meio da Resolução Normativa nº 481, o desconto para empreendimentos com base em fonte solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 foi elevado para 80%, aplicável nos 10 primeiros anos de funcionamento da usina.

10. A Lei nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015, trouxe nova redação ao §1º do art. 23 da Lei nº 9.427/1996, estendendo o desconto para os empreendimentos hidrelétricos com

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 3 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

potência entre 1.000 kW e 3.000 kW que não estavam contemplados nas redações anteriores do comando legal.

11. A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterou o art. 26 da Lei nº 9.427/1996, *in verbis*:

Lei nº 9.427/1996:

“Art. 26.

“§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I – comercializada pelos aproveitamentos; e

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios:

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016.”

12. Em 22 de junho de 2016, foi publicada a Lei nº 13.299/2016 que ampliou o desconto para fontes de biomassa e aproveitamento de potencial hidráulico.

13. Por sua vez, a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, trouxe nova redação ao §1º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, adequando-o à nova definição de potência das centrais geradoras hidrelétricas – empreendimentos hidrelétricos com potência instalada menor ou igual

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 4 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

a 5.000 kW; e incluiu o §1º-C, estabelecendo que os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas não farão jus ao percentual de redução aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.

14. Em 1º de setembro de 2020, a Medida Provisória nº 998, dispôs alterações na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, sobre o fim dos descontos nas tarifas do fio, entre outros assuntos. A medida provisória foi convertida em lei, com novas inclusões, em 1º de março de 2021, por meio da Lei nº 14.120. Por meio desta, foram inseridos os §§ 1º-C, 1º-D, 1º-E e 1º-F ao art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, a seguir transcritos:

Lei 9.427/1996, incluído pela Lei 14.120/2021:

§1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.

§ 1º-D. Para novos empreendimentos de geração hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW (trinta megawatts), os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, contados a partir da data de publicação deste parágrafo.

§ 1º-E. Os descontos de que trata o § 1º-D deste artigo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação, mas não poderão ser transferidos a terceiros.

§ 1º-F. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou se houver prorrogação de suas outorgas.

15. Em 23 de março de 2021, por meio do Memorando nº 44/2021-SCG/ANEEL¹, foi encaminhada consulta à Procuradoria Federal junto à ANEEL solicitando interpretação de dispositivos legais relacionados a Lei nº 14.120, de 2021, e aplicação dos procedimentos na

¹ Sic nº 48524.002389/2021-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 5 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

instrução dos processos de outorgas, de forma a trazer maior segurança jurídica ao rito. Em 13 de abril de 2021 a Procuradoria Federal junto à ANEEL (PFANEEL) emitiu o Parecer n. 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU² no qual encaminha suas interpretações à SRG e à SCG. O referido parecer foi aprovado por meio do Despacho nº 147/2021/PFANEEL/PGF/AGU, com exceção de um ponto, conforme conclusão acrescida em seu item 5.

16. Em 26 de julho de 2022, a REN 77/2004 foi consolidada na Resolução Normativa nº 1.031, de mesma data, sem modificação de mérito.

17. Em 13 de março de 2023, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) enviou por correio eletrônico os submódulos a serem atualizados das Regras de Comercialização, contendo as alterações conforme proposta da ANEEL apresentada em reunião no dia 14 de fevereiro de 2023. Em 28 de abril de 2023, a CCEE protocolizou a versão final dos módulos³.

18. Em 7 de junho de 2023, foi emitida a Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL⁴ com recomendação para abertura de Consulta Pública sobre a regulamentação da aplicação da Lei 14.120/2021 e respectivas alterações dos módulos das Regras de Comercialização.

19. Em 13 de junho de 2023, na 20ª Reunião Pública Ordinária de 2023, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu⁵ por instaurar consulta pública com vistas a colher subsídios e informações para a revisão da REN 1.031/2022 e revisão dos módulos de Regras de Comercialização.

20. Em 16 de junho de 2023, foi aberta a Consulta Pública nº 20/2023, para recebimento das contribuições sobre o tema. A consulta pública teve prazo de 45 dias para recebimento de contribuições, encerrado em 31 de julho de 2023.

21. Após o fechamento da Consulta Pública, ocorreram reuniões da Abeeólica e Absolar, com a Diretor Fernando Luiz Mosna⁶, Diretora Agnes Maria de Aragão⁷ e Diretor-Geral Sandoval de Araújo Feitosa, apresentando considerações sobre o tema análise hermenêutica da Lei nº 9.427/1996 e alterações feitas pela Lei nº 14.120/2022.

22. Em 31 de outubro de 2023, por meio do Memorando Nº 103/2023-SGM-SCE/ANEEL⁸, as áreas técnicas solicitaram manifestação jurídica a respeito da “ativação” dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST/D). Em 30 de janeiro de 2024, a Procuradoria Federal junto à ANEEL se manifestou por meio do Parecer nº

² Sic nº 48516.000937/2021-00

³ Sic nº 48513.010371/2023-00

⁴ Sic nº 48550.000560/2023-00

⁵ Sic nº 48512.004225/2023-00

⁶ Sic nº 48510.000964/2023-00

⁷ Sic nº 48575.006596/2023-00

⁸ Sic nº 48550.001379/2023-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 6 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

339/2023/PFANEEL/PGF/AGU, aprovado por meio do Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU⁹. O referido despacho também decidiu por superar o entendimento posto no item 5 do Despacho nº 147/2021/PFANEEL/PGF/AGU.

23. Em 17 de novembro de 2023, a Assessoria do Diretor-Relator encaminhou o Memorando 384¹⁰, de 2023, à Procuradoria Federal junto à ANEEL a respeito de reconhecimento de excludente de responsabilidade para aplicação dos descontos nas tarifas de uso da rede. A Procuradoria apresentou sua análise jurídica do tema por meio do Parecer nº 340/2023/PFANEEL/PGF/AGU, aprovado por meio do Despacho nº 180/2024/PFANEEL/PGF/AGU¹¹.

III. DA ANÁLISE

24. A Lei nº 14.120/2021 trouxe comandos gerais e visto que tal disposição legal impacta diretamente resoluções normativas da ANEEL já vigentes, especificamente a REN 1.031/2022, com rebatimento técnico e regulatório na atividade de emissão das outorgas, mostra-se fundamental a sua regulamentação pela ANEEL.

25. Destaca-se que a Procuradoria Federal em resposta à consulta formulada pela SCG e SRG emitiu o Parecer n. 77/2021/PF/PGF/AGU, com esclarecimentos jurídicos a respeito do disposto na Lei nº 14.120, de 2021.

26. Nesse contexto, foi emitida a Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL, com a análise técnica sobre o tema e proposta de regulamentação. A partir dessa nota técnica foi instaurada a Consulta Pública para recebimento das contribuições da sociedade. O quadro abaixo resume os principais dispositivos e principais tópicos normativos:

Minuta de REN - CP	REN 1.031/2022 alterada	Temas tratados
Art. 1º	Art. 2º, alteração do § 3º	<ul style="list-style-type: none"> Fim dos percentuais de desconto em caso de fim do prazo ou de prorrogação da outorga.
Art. 2º	Art. 2º, inclusão do § 4º	<ul style="list-style-type: none"> Condições e prazos para hidrelétricas com potência instalada maior que 30.000 kW e menor ou igual a 50.000 kW e fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.
	Art. 2º, inclusão do § 5º	<ul style="list-style-type: none"> Condição e prazos para fonte hidrelétrica com potência instalada até 30.000 kW. Extinção do percentual de redução caso ocorra transferência da titularidade da outorga.

⁹ Sic nº 48516.000327/2024-00

¹⁰ Sic nº 48575.007386/2023-00

¹¹ Sic nº 48516.000273/2024-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 7 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Minuta de REN - CP	REN 1.031/2022 alterada	Temas tratados
	Art. 2º, inclusão do § 6º	• Aplicação dos percentuais de redução apenas após o atingimento cumulativo das condições.
	Art. 2º, inclusão do § 7º	• A condição legal de prazo para entrada em operação de todas as unidades geradoras é independente do cronograma da outorga para entrada em operação comercial.
	Art. 2º, inclusão do § 8º	• Empreendimentos com potência menor ou igual a 5.000 kW permanecem com percentuais de redução aplicáveis.
Art. 3º	---	• Aprovação dos ajustes nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica e aplicação provisória via MAC.

Quadro 1 – proposta de dispositivos da minuta de resolução normativa, com alterações na REN 1.031, de 2022, e respectivos temas.

27. Destaca-se que houve apenas uma alteração de encaminhamento entre a proposta das áreas técnicas e a proposta encaminhada à Consulta Pública pela Diretoria Colegiada, conforme consta no Voto do Diretor Relator Hélio Neves Guerra¹². Em resumo, a alteração foi no sentido de que fosse aplicado também aos AHE de potência menor ou igual a 30.000 kW o requisito de entrada em operação comercial em até 48 meses para obtenção do desconto.

Voto do Diretor Relator Hélio Neves Guerra

47. Em que pese a manifestação do Procurador Geral em contrário, para fins de abertura da Consulta Pública, entendo que a posição do Parecer 77/2021 é a mais apropriada, e apresento a seguir a proposta de texto normativo que visa atender a esse encaminhamento:

Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:

“Art. 2º

.....
§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:

I – também se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e

.....”

¹² Sic nº 48575.004430/2023-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 8 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

(grifos adicionados)

28. A seguir apresenta-se a visão geral das contribuições apresentadas na CP 20/2023.

III.1 Visão geral das contribuições

29. Na CP 20/2023 participaram 44 contribuintes e foram apresentadas 114 contribuições no formulário eletrônico *Forms*. O quadro abaixo lista os participantes da CP.

Em qual destes grupos você se classifica	Qtde	Nome da empresa que representa
Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	12	ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias
		ABIAPE
		ABiogás – Associação Brasileira do Biogás
		ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
		ABRADEE
		ABRAGEL
		ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA
		Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR
		Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE
		COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia
		Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP
		UNICA - UNIÃO DA INDUSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR E BIOENERGIA
Consumidores de energia	6	Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL
		Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista
		Conselho de Consumidores da COPEL Distribuição
		Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE
		Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul - CONCEN Equatorial
Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	3	CPFL Energia
		Energisa S. A.
		Equatorial Energia Distribuição
Empreendedores de geração de energia elétrica	18	AES Brasil
		Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A.
		Companhia Paranaense de Energia

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 9 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Em qual destes grupos você se classifica	Qtde	Nome da empresa que representa
		CTG Brasil
		Echoenergia
		EDP Renováveis Brasil S.A.
		Enel Brasil
		ENGIE
		Galp Energia Brasil
		Grupo Cobra Brasil
		ILLIAN Energias Renováveis S.A.
		MDA Consultoria e Serviços Ltda
		Neoenergia
		Newava Energia S.A.
		Quasar Energia Ltda.
		Statkraft Energias Renováveis
		Total-Eren
		Voltalia
Entidade do Setor Elétrico Brasileiro	1	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Instituições de pesquisa ou ensino	1	Instituto SENAI de Inovação em Biomassa
Outros	3	Dínamo Energia
		Econel Engenharia e Serviços LTDA
		RAD Energia no Mercado

Quadro 2 – participantes que enviaram contribuições na CP 20/2023.

30. A Tabela 1 resume a avaliação feita pelas áreas técnicas das contribuições recebidas.

Tabela 1 - Contribuições recebidas na CP 20/2023

Contribuições	Quantidade	Percentual
Aceitas	14	18%
Aceitas parcialmente	7	
Não aceitas	82	72%
Não se aplicam	11	10%
Total	114	

31. O detalhamento do aproveitamento dessas contribuições e as correspondentes justificativas podem ser verificados no Relatório da Consulta Pública (RAC), em anexo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 10 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

32. Além disso, outras 13 contribuições foram apresentadas mediante o envio de Cartas, além de apresentações em reuniões técnicas, as quais foram todas juntadas nos autos e serão avaliadas em conjunto nesta nota técnica. Os seguintes contribuintes apresentaram cartas:

- ABEEÓLICA e ABSOLAR
- ABIOGÁS
- ABRAGEL
- AES
- COBRA
- CONCEEL-MT
- CONCEPA
- CTG BRASIL
- EDF
- EREN
- NEOENERGIA
- NEWAVE
- RAD

33. Nas próximas seções serão apresentadas as principais contribuições e argumentos apresentados pelos participantes da Consulta Pública, bem como a análise pelas áreas técnicas e o encaminhamento proposto. Espera-se viabilizar um tratamento normativo estabilizado, tomando por base, no geral, apontamentos formulados pelas áreas técnicas e os esclarecimentos jurídicos prolatados pela Procuradoria Federal junto à ANEEL.

III.2 “Ativação” do desconto de uma usina nova até ter todas as Unidades Geradoras em Operação Comercial

34. A proposta enviada para abertura de consulta pública trouxe o entendimento de que o requisito n.2 funciona na prática como “condição suspensiva” para a aplicação do desconto ao empreendimento de geração¹³. O fluxograma (abaixo) trazido na Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL ilustra a dinâmica desse entendimento. Dessa forma, foi proposta minuta de dispositivo normativo, refletindo tal entendimento.

¹³ Requisito n.2 trata da necessidade de obter operação comercial para todas as Unidades Geradoras dentro de 48 meses a partir da publicação da outorga, para os casos aplicáveis.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 11 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

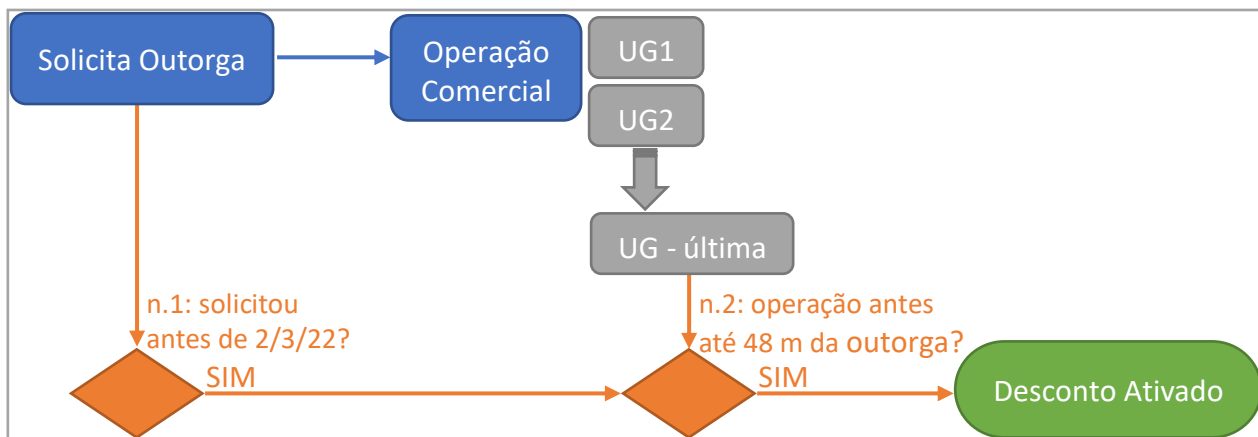


Figura 1 – Fluxograma de aferição dos 2 requisitos para “ativação do desconto”.

35. A figura abaixo ilustra a aplicação do desconto refletido nos principais fluxos financeiros relativos ao CUST/D, conforme cada estágio do projeto.

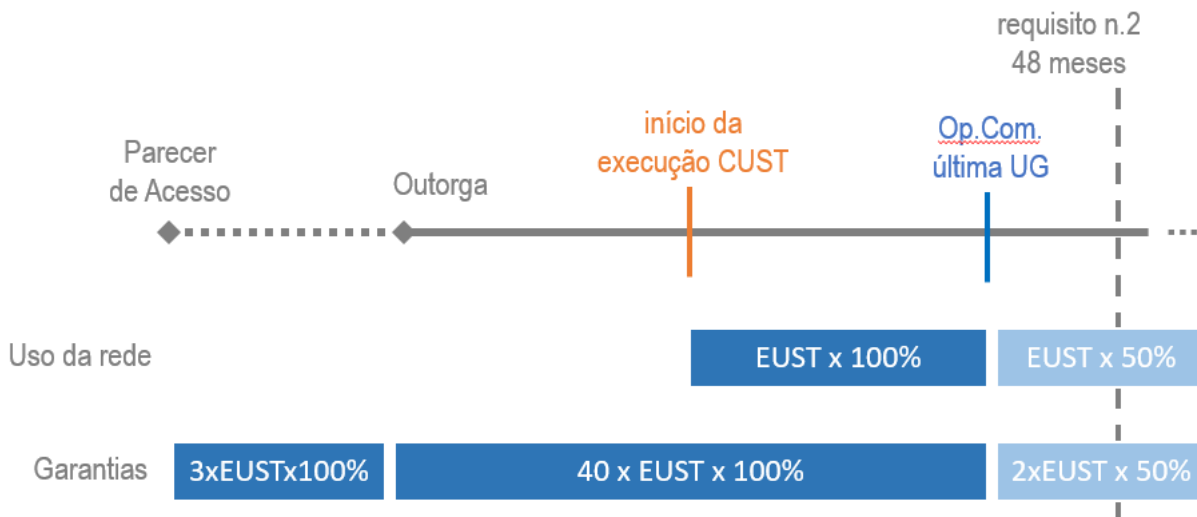


Figura 2 – Ilustração dos fluxos financeiros relativos ao CUST, conforme o estágio do projeto.

36. No entanto, esse entendimento foi o qual recebeu o maior número de contribuições dos diversos participantes. De forma geral, notou-se a concordância pelos participantes ligados aos consumidores de energia elétrica, e discordância pelos participantes ligados aos agentes de geração potencialmente beneficiados.

37. As manifestações contrárias ao entendimento neste item da Consulta Pública, que se encerrava no dia 31 de julho de 2023 foram catalisadas pelo encerramento do período de manifestações quanto ao processo relativo ao procedimento excepcional para anistia dos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição e regularização das outorgas de geração, que culminou na publicação da REN 1.065, de 2023.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 12 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

38. Nesse sentido, as manifestações contrárias apresentaram essencialmente a proposta de que o desconto “já nasce ativado” no ato de outorga. Ainda nesta linha, o requisito n.2 seria, então, uma condição resolutive. Assim, teria a finalidade de verificar em momento futuro se a condição foi cumprida e, a partir de então, poderia vir a gerar efeitos sob o desconto já aplicado.

39. Nas diversas manifestações, além do desconto já ativado com a emissão da outorga, foram sugeridos diferentes efeitos possíveis para o caso de não cumprimento do requisito n.2. Em síntese, foram apresentadas as seguintes possibilidades a partir do momento do não atingimento do requisito n.2:

- a. **Perda do desconto sem efeito retroativo:** afeta desde o momento do não atingimento do requisito n.2 até o resto do tempo da outorga.
- b. **Perda do desconto com efeito retroativo:** afeta desde o início da execução do CUST até o resto do tempo da outorga, de forma que se obriga o gerador a ressarcir ao sistema os valores não pagos por conta do desconto. Algumas contribuições sugeriram adicionalmente o uso das garantias do CUST/D já estabelecidas para cobrir eventuais riscos de não pagamento do ressarcimento devido pelo gerador.

40. Alternativamente também foi apresentada uma sugestão na qual o desconto começaria desativado na emissão da outorga, mas uma vez cumprido o requisito n.2, o desconto seria ativado e geraria também efeito retroativo ao encargo incorrido pelo gerador, desde o início da execução do CUST. Ou seja, o sistema teria a obrigação de ressarcir a usina de geração pelos valores de desconto não aplicados até que o requisito n.2 fosse cumprido.

41. Os participantes apresentaram justificativas variadas para embasar tais propostas contrárias ao entendimento da ANEEL. Abaixo apresentamos uma síntese das principais justificativas identificadas e agrupadas, para então passar a análise detalhada de cada uma.

- i. A ANEEL traz inovação e tratamento diferenciado ao da Lei, e seria impossível a aplicação retroativa da interpretação da Lei proposta pela ANEEL.
- ii. Alegação de ANEEL, ONS e CCEE interpretam que o gerador já tem o desconto ativado na publicação da outorga.
- iii. A intenção do legislador seria distinta do proposto pela ANEEL.
- iv. O requisito n.2 é uma cláusula resolutive e não uma cláusula suspensiva, e o fato gerador do direito ao desconto seria relacionado apenas a injeção de potência e não tem relação com prazo para entrada em operação.
- v. Estaria havendo transferências indevidas de riscos e desvantagens aos agentes de geração que fazem jus ao desconto e haveria riscos de desequilíbrios financeiros durante a motorização e inviabilização econômica dos projetos.
- vi. A ANEEL estaria violando diversos princípios constitucionais, legais e jurídicos, e haveria judicialização ampla no caso do entendimento da ANEEL.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 13 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

42. Inicialmente nesta análise, é importante destacar o espaço limitado da ANEEL para tratamento quanto a este dispositivo. Este é derivado direto do comando legal. É o legislador quem cria, altera, restringe ou determina o fim de subsídios. Não cabe, assim, discricionariedade ou estudo de alternativa regulatória, na qual a ANEEL poderia avaliar vantagens ou desvantagens, relação custo/benefício, ou outros critérios para decisão.

43. Neste comando a baliza da ANEEL é única e simples: a adequada interpretação do comando legal, no estrito limite da lei. Dessa forma, não há espaço para aplicação de regra mais restritiva e nem mais abrangente do que o exposto.

44. Outro aspecto importante ao longo das análises desta Nota Técnica é que, em que pese os agentes de geração e respectivas associações tenham sido a maioria dos contribuintes e das contribuições, há sempre a contraparte dos descontos da TUST/D. No caso, a contraparte são todos os demais pagantes de EUST sem direito ao desconto, dos quais se destacam os geradores não incentivados e os consumidores de energia elétrica que não tem a opção de comprar energia incentivada, em especial os cativos.

45. Portanto, não se trata apenas de um benefício a um segmento de agentes do setor elétrico, mas também de um ônus a outro segmento de agentes. Dessa forma, qualquer argumento deve ser analisado sob essa ótica dupla de parte e contraparte, não exclusiva.

46. Quanto ao argumento **“i. A ANEEL traz inovação e tratamento diferenciado ao da Lei, e seria impossível a aplicação retroativa da interpretação da Lei proposta pela ANEEL”**, foi alegado que:

- o atendimento cumulativo das condições previamente ao desconto seria mais restritivo do que o proposto na lei;
- não existe locução conjuntiva subordinativa condicional (ex: desde que) ou adverbio que justifique a interpretação dada pela ANEEL;
- a lei estaria estabelecendo condições para manutenção do desconto; a Lei 9.427 deve ser lida toda e “não só o dispositivo isolado da Lei 14.120”;
- a adoção sugerida da ANEEL seria “puramente interpretativa”;
- o proposto pela ANEEL seria uma mudança disruptiva;
- a Lei 14.120 não teria alterado significativamente a parte legal dos descontos;
- a lei não teria afirmado que o objetivo fosse garantir desconto após a entrada integral em operação comercial;
- a manifestação do entendimento da ANEEL seria tardia;
- o suposto novo condicionamento de direito pela ANEEL deveria observar nova regra de transição;
- seria uma visão pessimista da agência sobre o empreendedor;
- a ANEEL estaria assumindo previamente que o gerador não cumprirá os requisitos.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 14 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

47. O primeiro ponto a destacar é a interpretação literal do dispositivo legal, ou seja, a compreensão gramatical do que foi de fato escrito.

Lei 9.427/1996, Art. 26 (alterado pela Lei 14.120/2021):

§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso,

e

que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga.

(grifos adicionados)

48. Toda análise gramatical começa pelo elemento principal de uma sentença: o verbo. No caso, notam-se as seguintes construções verbais: “serão aplicados” – futuro do presente do indicativo; “solicitarem” futuro do subjuntivo; e “iniciarem” futuro do subjuntivo. O modo subjuntivo se presta a indicar condições, hipóteses, eventos incertos e desejos; e o tempo futuro, algo a acontecer em momento posterior ao presente. Portanto, a condição futura. Destaca-se também que as duas condições expressas são expressamente ligadas pela conjunção aditiva “e”, sendo clara quanto a cumulatividade.

49. Tal interpretação é simples e clara, de forma que já foi refletida nos diversos documentos produzidos pela ANEEL e pela Procuradoria Federal junto a ANEEL, como se apresenta abaixo:

PARECER n. 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU:

III – Conclusão

a) os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, possuem direito ao desconto na TUST/TUSD, desde que solicitem a outorga no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir de publicação da Lei n. 14.120/2021 (02/03/2021) e iniciem a operação de todas as unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga.

REN 1038/2022:

Art. 8º A aplicação do desconto a que se referem os §§ 1º, 1º-A e 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, está condicionada ao cumprimento dos prazos previstos nos §§ 1º-C e 1º-D desse artigo.

PARECER n. 214/2022/PFANEEL/PGF/AGU¹⁴:

24. O desconto do art. 26, §1º-C, da Lei 9.427/1997 é dado se estritamente cumpridas as condições legais para a sua obtenção.

(grifos adicionados)

¹⁴ Sicnet nº 48516.002323/2022-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 15 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

50. Nesse sentido também foi a interpretação e manifestação de todos os contribuintes na CP 20/2023 que fazem parte da contraparte pagadora do subsídio do desconto do fio. Ao contrário dos beneficiários dos descontos, esse segmento entende que *“a proposta apresentada está de acordo com a diretriz legal, que impõe duas condições para que o gerador possa usufruir do desconto no fio. Assim, só após o cumprimento das duas condições é possível iniciar o benefício aos geradores.”*

51. Destaca-se que a inovação e o tratamento diferenciado foram trazidos pelo legislador ao efetuar a alteração dos dispositivos legais, nos exatos termos ali expressos – nem mais, nem menos. De fato, a regulamentação proposta neste processo visa unicamente alinhar o texto do normativo ao texto do comando legal superior – a Lei 9.427/1996 alterada pela Lei 14.120/2021. A ANEEL não trouxe qualquer inovação.

52. Dessa forma, também não prospera o argumento de que haveria aplicação retroativa de interpretação da lei, visto que as condições foram postas pela lei na data de sua publicação, e não pela alteração do regulamento aqui proposta.

53. Ainda nesse aspecto, a ANEEL tem emitido 100% das outorgas de EOL e UFV sem o direito ao desconto “ativado”, desde a publicação da lei 14.120/2021, mais precisamente após a emissão do PARECER n. 00077/2021/PFANEEL/PGF/AGU, em 13 de abril de 2021. Abaixo se apresenta o texto padrão utilizado pela SCE em todas as outorgas desde então:

Exemplo de uma REA de EOL emitida em 2021:

Art. 5º Estabelecer em 50% (cinquenta por cento) o percentual de redução a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e de Distribuição – TUST e TUSD, aplicável à EOL Ventos de XXXX, nos termos da legislação e das regras de comercialização de energia elétrica.

Parágrafo único. O percentual de redução somente será aplicado se o início da operação de todas as unidades geradoras da EOL Ventos de XXXX ocorrer no prazo de até quarenta e oito meses, contados da data da sua outorga, em atendimento ao inciso I, do §1º-C, do art. 26, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

(grifos adicionados)

54. Do exposto, conclui-se que a proposta da ANEEL não traz tratamento diferenciado da lei, mas sim a restrita gramaticalidade do que foi expresso. A intenção do legislador é revelada da escolha das palavras, construções, estruturas e tempos verbais. Não é desejável que a correta gramaticalidade seja afastada por não se revelar aderente aos seus desejos de apenas um segmento de agentes afetados manifestado na Consulta Pública.

55. Quanto ao argumento **“ii. Alegação de ANEEL, ONS e CCEE interpretam que o gerador já tem o desconto ativado na publicação da outorga”**, foi alegado que:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 16 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

- a ANEEL estaria aplicando interpretação de que os descontos estariam ativados (sic), apenas SGM e SCE estariam em sentido contrário;
- o FAQ da REN 1.065/2023 teria respondido que os descontos estariam ativados;
- ONS e a CCEE vem interpretando de forma diversa à ANEEL e têm aplicado os descontos desde a primeira UG, confirmado em contratos, garantias, penalidades de rescisão de CUST, e-mails, etc;
- os agentes estariam pagando EUST com o desconto ativado;
- a CCEE teria questionado à ANEEL e indicado que seria inovação.

56. Quanto a ANEEL, já foi demonstrado no item anterior o entendimento da Agência pela necessidade cumulativa dos dois requisitos, reiterado em diversos normativos, pareceres da Procuradoria Federal junto à ANEEL, emissão de outorgas de geração e outras orientações.

57. Quanto a alegação de que teria havido indicação no FAQ 1.065/2023 sobre a ativação do desconto desde a outorga, nota-se do texto abaixo que não há essa indicação a respeito da ativação (ou não) do desconto, mas apenas a indicação da aplicação de acordo com o comando legal, em específico do parágrafo 1º-C do Art. 26, que trata dos dois requisitos.

FAQ “Dia do perdão (Resolução Normativa Nº 1.065/2023)”¹⁵

Como serão calculadas e até quando devem ser asseguradas as garantias financeiras a serem aportadas pelo agente, tratadas no inciso II do art. 6º da Resolução Normativa 1.065/2023?

As garantias financeiras corresponderão a 40 (quarenta) meses de 40 EUST, calculados com base no valor da última tarifa homologada para o ponto de conexão da central geradora, considerados os percentuais de desconto de que trata §1º-C do art. 26 da Lei 9.427. Caso não haja tarifa publicada para o respectivo ponto de conexão, aplica-se o valor homologado do ponto de conexão eletricamente mais próximo, em analogia ao disposto no Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). (...)

(grifos adicionados)

58. Ademais, cita-se Memorando nº 147/2023-STD/ANEEL¹⁶, de 31 de julho de 2023, da STD em resposta ao Diretor-Geral da ANEEL, no qual corrobora com o entendimento expresso na Nota Técnica de abertura da CP 20/2023.

Memorando nº 147/2023-STD/ANEEL:

2. Sobre essa temática, e considerando o teor do texto da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021, entendemos que os descontos nas tarifas de uso, nos casos das outorgas em que se aplica a condicionante de entrada em operação

¹⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/dia-do-perdao-ren-1065>

¹⁶ Sicnet nº 48552.001498/2023-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 17 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

comercial de todas as unidades geradoras em até 48 meses, só devem ser aplicados quando do cumprimento integral desta condição. Nesse sentido, não caberia desconto no EUST devido por gerador no período em que ele não se encontra em operação comercial.

3. Ressalta-se que entendimento está alinhado ao que foi posto em discussão no âmbito da Consulta Pública nº 20/2023 (...)

(grifos adicionados)

59. Quanto a atuação do ONS e da CCEE, tem-se a informação de que ambas as entidades mantiveram a aplicação do regime antigo para as outorgas emitidas entre a publicação da Lei 14.120/2021 e o prazo de 1 ano para solicitação das outorgas. As entidades indicaram que manteriam tal atuação até que fosse feita comunicação pela ANEEL ou a alteração regulamentar em sentido diverso.

60. Não há, portanto, uma posição intransponível ou compromisso por nenhuma das entidades com eventual entendimento inadequado, que venha a ser constatado. Pelo contrário, ambas entidades indicaram a possibilidade de reversão, recontabilização e ressarcimentos de eventuais valores que se entendam ilegítimos, caso assim se entenda.

61. Quanto ao argumento “**iii. A intenção do legislador seria distinta do proposto pela ANEEL**”, foi alegado que:

- o objetivo da lei seria dar prazo para o fim dos subsídios e não alterar o arranjo da obtenção do desconto durante o período de transição;
- não havia intenção de afetar os negócios em curso no momento da extinção da política pública;
- a Lei 14.120/2021 teria trazido ideia de transição justa para o fim dos descontos;
- a lei não teria feito qualquer menção adicional, nem no processo legislativo e não haveria como extrair que a intenção seria limitar os descontos após a motorização completa;
- a lei teria estabelecido condições para “manutenção” do desconto;
- a interpretação dada pela ANEEL não estaria alinhada a teleologia¹⁷ e a hermenêutica¹⁸ da legislação.

62. Inicialmente é importante destacar que todos os contribuintes (beneficiários e contrapartes) se manifestaram no sentido de que os subsídios de desconto da TUST/D não são mais necessários e neste sentido o legislador buscou realmente uma transição gradual para o fim da aplicação. Há, portanto, no entendimento dos agentes de geração, incompatibilidade quanto

¹⁷ Estudo especulativo da causa, da essência, alcance ou fim das normas legais.

¹⁸ Conjunto de preceitos e/ou técnicas para a interpretação de textos; interpretação do sentido das palavras; conjunto de princípios para a interpretação do texto legal.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 18 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

à intenção do legislador apenas quanto a aplicação do desconto no período de motorização, ao contrário do que foi indicado pela ANEEL.

63. Da exposição de motivos¹⁹ constante da Medida Provisória nº 998/2020, nota-se indicação expressa sobre a questão da “ativação do desconto”, não nesses termos, mas com a indicação da necessidade do atingimento cumulativo das condições para que passem a ser aplicados os descontos, conforme o trecho destacado abaixo. Ademais, há na exposição de motivos diversos posicionamentos no sentido de indicar a necessidade de racionalização dos subsídios e redução dos impactos sobre a CDE.

Exposição de motivos constante da Medida Provisória nº 998/2020:

9. Neste sentido, com vistas à correta consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa no setor elétrico e à racionalização dos subsídios constantes na CDE, propõe-se, em conformidade com o plano de redução estrutural da CDE previsto na Lei nº 13.360, de 2016, alterações nos incentivos associados a descontos na Tarifa de Uso da Rede de Transmissão ou de Distribuição, de que trata o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

10. A proposta estabelece que os descontos previstos atualmente passem a ser aplicados somente para novos empreendimentos que atendam cumulativamente as seguintes condições: I - solicitem sua respectiva outorga no prazo de até doze meses; e II - iniciem a operação comercial de todas as suas Unidades Geradoras em até quarenta e oito meses a partir da data da outorga.

(grifos adicionados)

64. A clara intenção de fim dos descontos também é observada em outros dispositivos legais. Cita-se como exemplo a Lei 14.182/2021, no sentido de que os empreendimentos hidrelétricos a serem licitados em decorrência dessa lei não teriam direito aos descontos do fio, assim como os empreendimentos que aderissem à prorrogação dos contratos existentes do PROINFA. Abaixo são apresentados os segmentos referidos:

Lei 14.182/2022:

Art. 21. Os Leilões A-5 e A-6 deverão destinar, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) da demanda declarada pelas distribuidoras à contratação de centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), até o atingimento de 2.000 MW (dois mil megawatts). (...)

§ 4º Os empreendimentos contratados nos leilões referidos no caput deste artigo não terão direito aos descontos previstos no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

(...)

¹⁹ Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Exm/Exm-MP-998-20.pdf

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 19 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

I - Art. 23. A sociedade de economia mista ou a empresa pública de que trata o caput do art. 9º desta Lei deverá assumir a titularidade dos contratos de compra de energia do Proinfa, de que trata o art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, vigentes na data de publicação desta Lei, observado que:

IV - os empreendimentos que aderirem à prorrogação dos contratos existentes não terão direito aos descontos previstos no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

(grifos adicionados)

65. Nota-se que no arcabouço legal, não há “condições para manutenção” do desconto, como alegam alguns participantes da CP 20/2023, mas previsões para o fim e limitações.

66. Caso o legislador quisesse aplicar a “perda de desconto em casos de descumprimento”, nada o impediria de redigir na forma “perderão o desconto os empreendimentos que descumprirem a condição X ou Y”. Ocorre que não o fez, tendo redigido “serão aplicados aos que atingirem condição X e atingirem condição Y”.

67. Ademais, não há contradições na lei ou na aplicação do fim do desconto da forma proposta. O legislador teve a intenção e fez uma regra transitória, com diversas condições para aplicação, inclusive com incentivos para entrada de toda potência projetada, dentro de prazo viável e adequado, bem como condições para a manutenção do desconto uma vez obtido.

68. Nota-se também que nos casos em que quis criar exceções ou condições diversas, o legislador o fez de forma expressa, como foi o caso dos empreendimentos hidrelétricos com potência até 30.000 kW.

69. As alegadas teleologias e hermenêutica levam a conclusões que são exatamente opostas a finalidade principal expressa: o controle do aumento da CDE suportado pelos consumidores. A suposta finalidade alegada pelos agentes geradores beneficiados desconsidera a contraparte pagadora, que motivou essencialmente a edição dos comandos legais em debate.

70. Nesse sentido, alinhada à compreensão gramatical dos dispositivos legais expressos, houve também a clara intenção do legislador no sentido da necessidade cumulativa dos dois requisitos para fazer jus ao desconto.

71. Conclui-se que, literalidade, teleologia e hermenêutica andam juntas ao se analisar o todo composto por agentes beneficiários e contrapartes pagadoras.

72. Quanto ao argumento **“iv. O requisito n.2 é uma cláusula resolutiva e não uma cláusula suspensiva, e o fato gerador do direito ao desconto seria relacionado apenas a injeção de potência e não tem relação com prazo para entrada em operação”**, foi alegado que:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 20 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

- o direito ao desconto seria constituído para toda a vigência da outorga;
- haveria empreendimentos que entram em operação de forma escalonada e possuem a prerrogativa de ter o desconto desde o início do uso do MUST contratado;
- o fato gerador ao desconto seria a injeção de potência nos sistemas de transmissão e distribuição, nos termos dos §§1º, 1º-A e 1º-B da Lei 9.427/1996.

73. Em geral as contribuições pelos agentes de geração nesse sentido não justificaram ou embasaram tecnicamente ou interpretativamente o entendimento de que o disposto na lei seria uma condição resolutiva²⁰, ao invés de uma condição suspensiva²¹. Ou seja, não foi indicado a forma que poderia se interpretar uma condição resolutiva do que está expresso na Lei 9.427/1996. Em geral, foram feitas afirmações de que seria uma condição resolutiva ou basearam essas afirmações na inconveniência dos efeitos financeiros para os geradores no caso da condição suspensiva.

74. No sentido contrário, os contribuintes pertencentes às contrapartes pagadoras, em especial dos segmentos dos consumidores, afirmam que a cláusula é suspensiva e que o texto da lei é claro nesse sentido.

75. Ao se verificar as propostas de dispositivos normativos sugeridos pelos agentes de geração no sentido de conferir condição resolutiva, nota-se que os dispositivos são muito distintos do texto previsto na lei e mesmo dos requisitos legalmente expressos. Abaixo é apresentada uma comparação dos textos do dispositivo legal, do dispositivo normativo proposto pela ANEEL (cláusula suspensiva) e do dispositivo normativo sugerido por contribuintes no sentido de ser uma cláusula resolutiva:

Lei 9.427/1996, alterada pela Lei 14.120/2021:

Art. 26 (...)

§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

Proposta inicial da ANEEL:

Art. 2º (...)

²⁰ **Definição: cláusula resolutiva:** Determina o término de um ato jurídico caso uma condição venha a ocorrer. Ex: contrato de aluguel por 12 meses que será terminado automaticamente caso haja inadimplência por 3 aluguéis consecutivos ou não.

²¹ **Definição: cláusula suspensiva:** Suspende a eficácia do ato jurídico até que uma condição seja satisfeita. Ex: contrato de compra e venda de imóvel que só se concretizará após aprovação de financiamento.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 21 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

§ 6º Os percentuais de redução somente serão aplicados após o atingimento cumulativo de todas as condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.

Proposta de redação da Abeeólica:

Art. 2º (...)

§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas a partir da publicação da outorga, incidindo na produção e no consumo da energia de todos os encargos devidos, e somente serão mantidos se comprovado o atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso."

§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras seja posterior aos 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem (sic) o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.

(grifos adicionados)

76. Do próprio artigo 26 da Lei 9.427/1996 podemos ver exemplos de cláusulas resolutivas redigidas pelo legislador, no §1º-E e 1º-F, que em nada se assemelham com o disposto no §1º-C, incisos I e II:

Lei 9.427/1996, alterada pela Lei 14.120/2021:

Art. 26 (...)

§ 1º-E. Os descontos de que trata o § 1º-D deste artigo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação, mas não poderão ser transferidos a terceiros.

§ 1º-F. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou se houver prorrogação de suas outorgas.

(grifos adicionados)

77. No mais, após o fechamento da Consulta Pública, a Procuradoria Federal junto à ANEEL emitiu parecer a pedido das áreas técnicas a respeito da “ativação do desconto”. No parecer em resposta, a procuradoria também esclareceu melhor entendimento jurídico a respeito dos termos “condição suspensiva” e “condição resolutiva”, no contexto dos negócios jurídicos e o caso legalmente para os descontos da TUST/D. A procuradoria indica que como ainda não existe o direito ao desconto, então não se aplica o conceito jurídico de condições suspensivas ou resolutivas.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

130. Não me parece que, quando a Lei estabelece requisitos para aquisição de um direito subjetivo, ela esteja a definir efetivamente uma condição resolutiva ou uma condição

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 22 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

suspensiva. É que o direito ainda não existe. Não há, propriamente, um ato válido ex ante, para que, oportunamente, se verifique sua eficácia ou ineficácia.

(...)

132. A aquisição do direito depende do preenchimento dos standards definidos na lei. Todavia, não há uma condição suspensiva, atrelada a um cumprimento de uma obrigação.

Quando a lei define condições, elas são critérios ou requisitos para a aquisição do direito (não apenas para o seu exercício). Já a condição suspensiva, normalmente prevista em contratos, é requisito para exercício do direito.

(...)

140. Não há que se falar em condição resolutiva ou suspensiva para exercício de um direito que ainda não existe, já que os requisitos previstos em lei ainda não foram atendidos.

78. Dessa forma, no caso da lei para os descontos que ainda vão ser adquiridos, há simplesmente “condições” ou “requisitos” a serem atingidos previamente.

79. A conclusão sobre esse ponto é que, independentemente da terminologia, resta claro que as condições para obtenção do desconto são de verificação prévia. Somente após o atingimento, há o benefício.

80. Quanto a alegação de que o “fato gerador” do desconto no fio é a “injeção de potência”, observa-se que a Lei 9.427/1996 traz em seu Art. 26 diversas condições e limitações legais. Ora dependem de potência instalada de um empreendimento, ora de potência injetada verificada já na fase de operação do empreendimento, outras se referem a impossibilidade de transferência da outorga a terceiros, outras sobre decurso do prazo da outorga ou prorrogação, etc. Não há assim um “fato gerador” único ou absoluto quanto ao desconto do fio, mas sim uma leitura conjunta de dispositivos. Nessa leitura conjunta, não há qualquer disposição que indique a “injeção de potência” como fato gerador inicial para aplicação dos descontos.

81. A aplicação de desconto a partir da “injeção de potência” também não é o que tem ocorrido na prática ao longo dos anos. Anteriormente à edição da Lei 14.120/2021, a ANEEL emitia outorgas com o desconto já ativado, mesmo antes de qualquer injeção de potência pelo empreendimento. Na prática, verificava-se o pagamento de CUST/D já em execução já com aplicação do desconto já ativado, mesmo para usinas ainda fora de operação, ou mesmo usinas que ainda nem estavam em construção, portanto sem qualquer injeção de potência no sistema, mas já com desconto de uso da rede.

82. Com a edição da Lei 14.120/2021, há agora novos dispositivos claros e objetivos com dois novos requisitos dispostos no §1º-C, o qual aponta diretamente para os §§ 1º, 1º-A e 1º-B. Devem, portanto, ser observados pelos empreendedores e pela ANEEL.

83. Quanto ao argumento **“v. Estaria havendo transferências indevidas de riscos e desvantagens aos agentes de geração que fazem jus ao desconto e haveria riscos de**

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 23 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

desequilíbrios financeiros durante a motorização e inviabilização econômica dos projetos”, foi alegado que:

- a aplicação imediata do desconto a partir da execução do CUST traria mais dinamicidade para operacionalização das usinas de geração;
- haveria impactos negativos para o sistema elétrico e para o empreendedor;
- haveria penalização do período de motorização das usinas renováveis, no pagamento da EUST e na comercialização de energia incentivada;
- haveria eliminação do incentivo a antecipação parcial pelo bom empreendedor;
- haveria prejuízo de até 11% do direito do desconto (48 meses dentro de 35 anos de outorga);
- haveria distorção de condições financeiras e análises de projetos;
- teriam sido efetivados negócios sob a previsão das regras pendentes de regulamentação;
- haveria riscos de crédito aos geradores;
- ocorreriam reflexos financeiros irreversíveis aos agentes;
- ocorreria impacto negativo ao cenário de investimentos no Brasil;
- haveria presunção de que o agente gerador cumpriria o requisito n.2;
- a maioria dos empreendedores vão obedecer aos critérios da lei;
- seria possível recuperar ressarcir valores, caso não se cumpra o requisito.

84. Inicialmente é importante destacar: a regra geral não é o subsídio. De fato, a energia incentivada não é maioria da energia negociada nos mercados de energia. Portanto, a possibilidade do benefício do desconto no fio já é por si só uma exceção.

85. Dessa forma o desconto do fio trazido pela Lei 9.427/1996 é uma exceção, com condições e limites estabelecidos para sua estrita aplicação, em especial pois há uma contraparte pagante no outro polo da relação.

86. A obtenção do desconto será também uma “exceção dessa exceção”, considerando a quantidade de outorgas emitidas e a demanda por energia nos próximos anos, frente os requisitos trazidos pelo legislador. Adentrando no universo das outorgas das fontes incentivadas passíveis de receber o desconto, observa-se que, desde a publicação da Lei 14.120/2021, já foram emitidas 3.752 outorgas (159 GW)²² e 554 solicitações (93 GW) estão na fila para análise²³, correspondendo a aproximadamente 252 GW de capacidade a ser instalada. Como não existe demanda para toda essa energia dentro dos próximos 4 anos (prazo para entrada em operação comercial contado da publicação da outorga), tem-se que a grande maioria das outorgas emitidas não conseguirão atingir o requisito n.2. Estima-se que mais de 90% da

²² Dados levantados em 8/11/2023, por meio do **Relatório de Atos Administrativos de Emissão e Gestão de Outorgas de Geração**.

²³ Estimativa obtida pela SCE em 8/11/2023, conforme solicitações pendentes de análise no sistema GO.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 24 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

capacidade outorgada não conseguirão compradores para sua oferta de energia até 2027²⁴ e, portanto, não se viabilizarão economicamente. Por consequência, não serão construídos, não entrarão em operação, e nem obterão o desconto da TUST/D dentro do prazo legal. Assim, ao avaliar o universo existente de outorgas emitidas, nota-se mais uma vez que a “não aplicação do desconto” será a regra na prática.

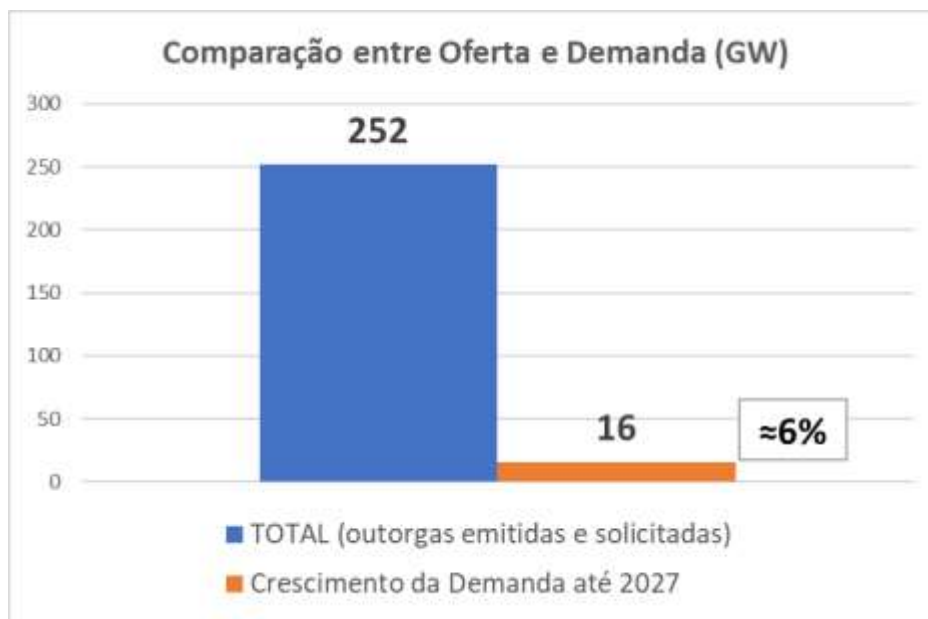


Figura 3 – Comparação entre Potência ofertada em outorgas emitidas desde 3/3/2021 e ainda em análise, frente a estimativa de Potência demandada (carga) até o fim do ano 2027 pelo PDE 2031.

87. Indo mais além, até mesmo empreendimentos outorgados e com CUST/D firmado nem sempre têm adimplido com suas obrigações. De fato, foi verificado recentemente mais de 6 GW de empreendimentos com CUST firmados e em execução sem não cumprir com suas obrigações contratuais de pagamento, conforme números na Nota Técnica nº 21/2023 – STD-SCE-STR/ANEEL²⁵, de 9 de junho de 2023. Esse alto nível de inadimplência, e o risco de aumentar ainda mais, motivou a regulamentação do tratamento excepcional da regularização dos CUST/D e das outorgas de geração, também conhecido como “Anistia”, que resultou na publicação da REN 1.065/2023, emitida em 11 de julho de 2023.

²⁴ O Plano Decenal de Energia (PDE) 2031 estima crescimento da demanda (carga) de 16 GW entre 2021 e 2027, o que representa apenas 6% do total dos 252 GW já emitidos e com análise pendente na ANEEL. Outros fatores podem influenciar a demanda disponível, como: abertura do mercado para o Grupo A (aumenta a demanda disponível); concorrência do crescimento da GD (reduz a demanda disponível); 8 GW de empreendimentos comprometidos pela Lei 14.182/2021, de desestatização da Eletrobras (reduz a demanda disponível).

²⁵ Sicnet nº 48552.000934/2023-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 25 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

88. Nota-se que a proposta pelos agentes de geração é que transfere custos e riscos às contrapartes, de forma diferente ao estritamente expresso no texto legal. Ao considerar que já teriam direito ao desconto mesmo antes do atingimento cumulativo dos dois requisitos, ocorreriam pagamentos a mais por parte das contrapartes (sem descontos), frente aos agentes de geração (com descontos). Essa situação sim, seria mais gravosa do que o estritamente expresso na lei, nesse caso às contrapartes pagadoras, e em benefício injustificado aos geradores.

89. Algumas contribuições dos agentes de geração (potenciais beneficiários) justificam que os impactos financeiros para as contrapartes (pagadores) seriam pequenos. Entretanto, se verifica manifestação contrária pelas contrapartes, que apresentam fortes protestos sobre a desnecessidade do desconto e do stress financeiro dos consumidores de energia elétrica devido a esses e outros desbalanços em forma de subsídios cruzados.

90. De forma alternativa, algumas contribuições dos agentes de geração sugeriram a possibilidade de recontabilizações e ressarcimentos, caso o agente de geração não cumpra o requisito n.2. Tais ressarcimentos poderiam ter seus riscos de execução cobertos por nova garantia ou pelo uso de alguma das novas garantias implementadas por meio da REN 1.069/2023.

91. A previsão de ressarcimento não seria suficiente, pois ainda estaria alocando riscos de inadimplência desproporcionais e indevidos às contrapartes, sem amparo legal e com forte discordância dessas contrapartes, conforme se observou nas contribuições na CP 20/2023.

92. Além do mais, é pouco provável que se verifique o ressarcimento dos valores uma vez concedidos. Na prática, uma usina que não cumpra com o requisito n.2 terá sua viabilidade financeira muito enfraquecida no mercado competitivo, o que agravará ainda mais suas condições de implantação e de obter receita para honrar suas obrigações, inclusive o ressarcimento proposto.

93. Portanto, a alternativa de conceder desconto desde a emissão da outorga e eventualmente ressarcir os valores caso não se verifique o cumprimento do requisito n.2 seria inconveniente e arriscado, com alocações de riscos indevidas e indesejadas às contrapartes, além de não representar o expressamente definido na lei.

94. Quanto as alegações de riscos de desequilíbrios financeiros durante a motorização e impactos severos, buscou-se dados para avaliar se as afirmações se sustentam com a realidade.

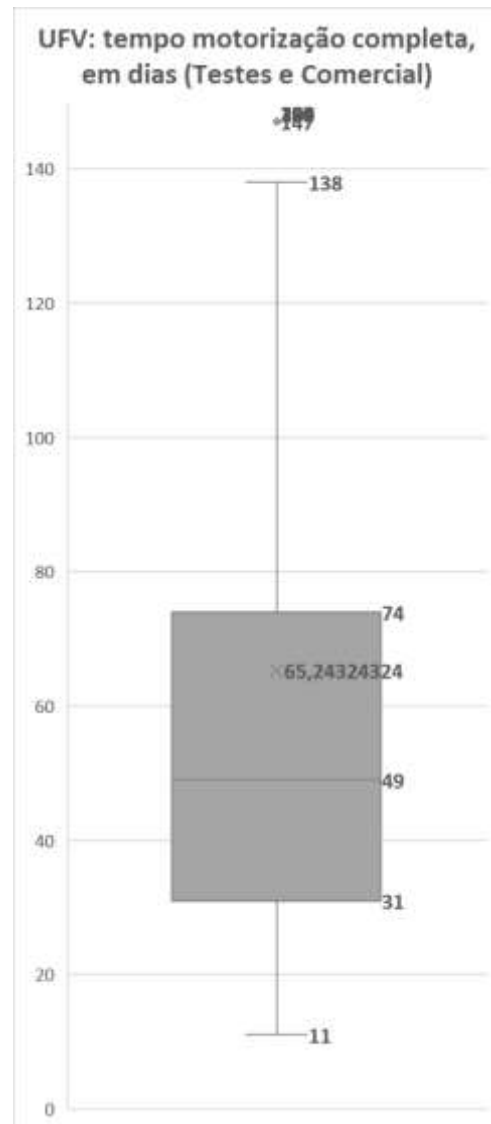
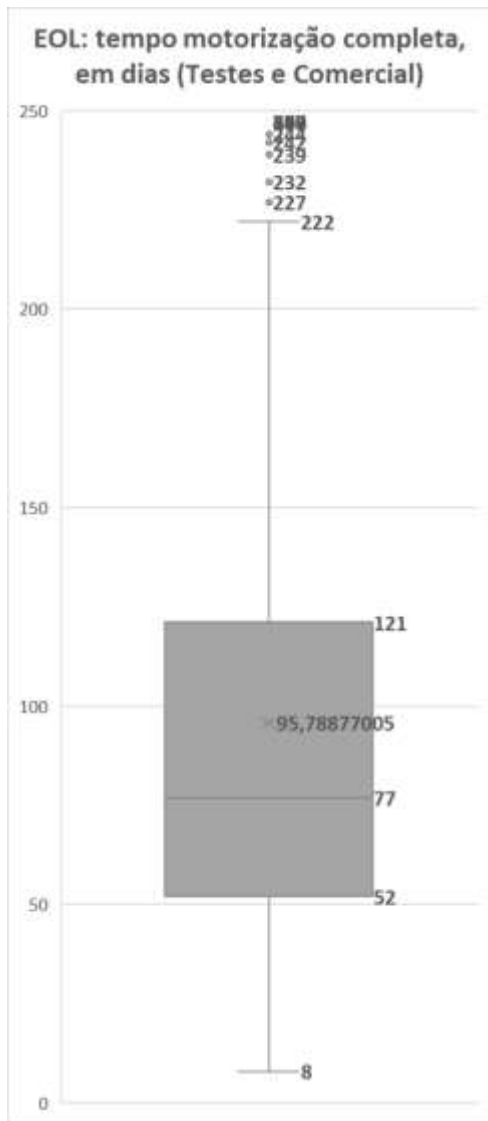
95. Inicialmente o período de motorização corresponde apenas a uma pequena fração do período inteiro de possível exploração econômica de um empreendimento de geração. Uma outorga de autorização é emitida com 35 anos, que abrange construção e operação, sendo que empreendimentos de geração de fonte eólica e solar tem tempos de implantação bem reduzidos, sendo a motorização apenas uma parcela ainda menor desse tempo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 26 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

96. Foi realizado um levantamento estatístico do histórico da ANEEL de usinas implantadas desde 1º de janeiro de 2019 até 9 de outubro de 2023, conforme a figura abaixo. Observou-se que o tempo entre entrada em operação em teste da 1ª unidade geradora e a entrada em operação comercial da última unidade geradora foi de 121 dias para 75% das usinas eólicas, do total de 374; e 74 dias para 75% usinas fotovoltaicas, do total de 222. Ou seja, 3 meses e 2 meses e meio, sem desconto do fio, dentro de 35 anos de outorga, o que não representam nem 1% do período.



* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 27 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Como interpretar o boxplot:

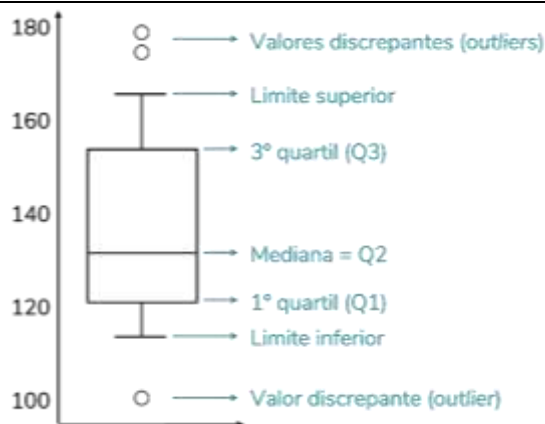


Figura 4 – Análise estatística *boxplot* do tempo para motorização completa de empreendimentos das fontes EOL e UFV, implantadas desde 1º de janeiro de 2019 até 9 de outubro de 2023.

97. Dessa forma, as alegações de “severos impactos negativos”, “prejuízos de até 11% do direito ao desconto”, “distorções de condições financeiras” aos agentes de geração não se fundaram em evidências apresentadas ou em informações produzida com base na realidade de empreendimentos autorizados a operar pela Agência.

98. No mais, os efeitos decorrentes da lei foram gerados por ela, e não por essa agência reguladora e nem devem ser suportados por ou transferidos para outros agentes. Não se trata de penalização do agente gerador, mas sim de novo processo legal para obtenção do desconto, com novos requisitos e limites.

99. Quanto ao argumento “vi. A ANEEL estaria violando diversos princípios constitucionais, legais e jurídicos, e haveria judicialização ampla no caso do entendimento da ANEEL”, foi alegado que:

- seriam violados os princípios da isonomia, boa-fé, previsibilidade, respeito aos contratos, segurança jurídico-regulatória, razoabilidade, proporcionalidade, legalidade, eficiência, interesse público, interpretações sobre normas restritivas devem ser interpretadas restritivamente, entre outros;
- seria necessária uma transição regulatória cuidadosa para garantir a segurança jurídico-regulatória;
- haveria o risco de futuras judicializações.

100. Das alegações apresentadas de que a ANEEL estaria ferindo diversos princípios, foi observado pontos em comum: foram apresentados apenas por agentes de geração potenciais beneficiários e não aplicaram análises também à contraparte pagadora.

101. Ocorre que os diversos princípios citados não devem ser analisados aplicando-se a apenas um dos lados da relação jurídica. Devem ser aplicados às duas partes, de forma que não

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 28 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

haja invasão ou extrapolação em prejuízo da outra parte. Assim, o texto da lei é a exata medida da aplicação justa, derivada do poder do legislador.

102. Dessa forma, as alegações de que a ANEEL estaria violando a boa-fé de empreendedores que estão comprometidos com seus empreendimentos esbarra na mesma boa-fé das contrapartes que não querem e não são obrigados a pagar por subsídios para empreendimentos que ainda não tenham cumpridos os respectivos requisitos legais. Isso se aplica repetidamente a cada um dos princípios elencados pelos contribuintes e por isso tais argumentações não devem prosperar.

103. Quanto aos alegados riscos de judicialização devido à regulamentação proposta pela ANEEL, entende-se que a ANEEL deve exercer sua competência normativa adotando em suas deliberações o melhor no seu entendimento jurídico dos dispositivos legais e a partir disso o risco será evitado ou mitigado. O melhor entendimento é uma questão objetiva e deve ser independente da mera quantidade de contribuições, seja de um segmento ou seja do outro, com ameaças de judicialização ou não, caso seus interesses se frustrem.

104. De fato, caso a ANEEL extrapole em benefício ilegítimo para o lado dos geradores beneficiários, há risco de os consumidores judicializarem e obtenham êxito; caso extrapole para o lado dos consumidores, há risco de os geradores judicializarem e obtenham êxito. Resta a ANEEL fazer a interpretação na exata medida expressa na lei, de forma a reduzir e mitigar os efeitos adversos das judicializações, com ou sem mérito pelos proponentes, e que venham a ser exitosas ou não.

105. Ainda nesse tópico, ao fazer uma análise comparativa com outros processos de benefícios ou prerrogativas possíveis aos agentes de geração, mas com efeitos sobre contrapartes, nota-se que é comum que o legislador imponha requisitos, condições e limitações. É exatamente o que ocorre também nos casos dos processos de obtenção do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e da emissão de Declaração de Utilidade Pública (DUP). Em que pese haver o compromisso pelo agente com o empreendimento e a expectativa da ANEEL e do SEB de que o empreendimento se concretize, isso não confere automaticamente o direito ou a prerrogativa.

106. Portanto, não há de se falar que a ANEEL, ao aplicar os requisitos trazidos expressamente pela Lei, atenta contra a boa-fé dos agentes de geração ou age com desconfiança de que os agentes não serão bem-sucedidos.

107. Ademais, sobre os aspectos essencialmente jurídicos, conforme já exposto, as áreas técnicas da ANEEL solicitaram à Procuradoria Federal junto à ANEEL parecer específico a respeito da interpretação jurídica da “ativação do desconto”, nos termos propostos na consulta pública.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 29 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

108. A resposta foi apresentada por meio do Parecer nº 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU, do qual destacamos os pontos mais relevantes, frente às argumentações analisadas nesta Nota Técnica.

109. Inicialmente, a procuradoria entende que o direito ao desconto só se aperfeiçoa a partir da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras dentro do prazo fixado na Lei, somente a partir desse fato, e sem efeitos retroativos, para a motorização.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

101. Percebe-se, claramente, uma alteração do regime jurídico relativo ao desconto na TUST/D. Portanto, ainda que o pagamento da tarifa passe a ser exigido com a firma do CUST/D, o direito ao desconto somente se aperfeiçoa a partir da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras dentro do prazo fixado na Lei. Ademais, o desconto somente incidirá sobre a potência injetada a partir desse fato, sem efeitos retroativos para atingir o período de motorização anterior. Observe que a Lei não mais estabeleceu a possibilidade de desconto na tarifa do uso do sistema no período de motorização.

(grifos adicionados)

110. A procuradoria destaca que a própria Lei realizou a alteração do regime jurídico. A ANEEL está apenas dando aplicação ao comando legal por meio em sua proposta de Resolução Normativa. Além disso, entende que conceder desconto antes do atingimento das condições é que se caracteriza como vício de legalidade.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

102. Outrossim, a alteração do regime jurídico relativo ao desconto da TUST/D advém de política tarifária estabelecida em Lei. Não é propriamente uma inovação no âmbito da CP nº020/23. Ou seja, a disrupção regulatória ora mencionada na petição da Abeeólica e da Absolar nada mais é do que a aplicação do comando legal. Então, a proposta de ato normativo, em relação ao disposto na Lei nº14.120/2021, não caracteriza qualquer inovação, mas apenas aplicação pura e simples da sua disciplina jurídica.

(...)

110. Por outro lado, como se destacará logo mais, não há direito adquirido quando a condição de sua aquisição sequer se aperfeiçoa e, menos ainda, a regime jurídico. Na visão desses agentes, é como se o consumidor tivesse um dever legal eterno de subsidiar seus empreendimentos e nem mesmo alterações legislativas poderiam mudar essa realidade. Realidade essa que provoca graves distorções econômicas e que é enfrentada no âmbito do setor elétrico brasileiro.

(...)

116. A concessão de eventual desconto antes de aperfeiçoadas as condições legais padece de vício de legalidade.

(grifos adicionados)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 30 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

111. A procuradoria também reforça o seu entendimento de que interpretações do texto legal no caso aplicação de subsídios para um grupo em detrimento de outro devem ser realizadas de forma restritiva.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

124. Ademais, a competência para estabelecer benefícios subsidiados a certos agentes do mercado em detrimento dos consumidores não está entre as atribuições da Agência Reguladora. Trata-se de uma atribuição do Congresso Nacional, a quem a Constituição conferiu poderes para a definição da política tarifária (art. 175, parágrafo único). Por essas razões, é preciso compreender o alcance da Lei, não sendo admitida a aplicação de interpretações extensivas a fim de ampliar o rol de potenciais beneficiários dos referidos subsídios.

125. Seguindo essa lógica, tem-se que a criação de subsídios cruzados deveria ser uma regra de exceção. A Procuradoria Federal na ANEEL, consoante a jurisprudência da Corte Superior, tem entendido que regras que tratam de exceções, notadamente quando estabelecem espécies de isenções, demandam interpretação restritiva. E esse aspecto não passou despercebido na manifestação contida no Parecer nº 00077/2021/PFANEEL/PGF/AGU. Confira-se:
(grifos adicionados)

112. Da mesma forma a outros pareceres emitidos no passado, a procuradoria se manifesta novamente que não há direito adquirido a regime jurídico, de forma que as regras a partir da publicação da lei para os pedidos de outorga realizados após a publicação dessa lei – que não prevê o desconto para a etapa de motorização.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

136. Nessa toada, a jurisprudência do Supremo Tribunal Federal se firmou no sentido de que não há direito adquirido a regime jurídico. A título ilustrativo, cito a ementa do Recurso Extraordinário 563.708, verbis:

(...)

137. Assim, alterado o regime jurídico, alteram-se os parâmetros, mudam as regras do jogo. Para a aquisição dos direitos, nesse caso, os sujeitos precisarão se adequar as novas regras.

(...)

139. Nesse contexto, não há permissivo legal para que os potenciais "geradores incentivados" passem a receber o desconto da TUST/D antes de que todas as unidades geradoras entrem definitivamente em operação comercial. Não há previsão legal expressa para recebimento do desconto no período de motorização das unidades geradoras. A regra, nesse caso, é binária: ou o direito está adquirido, porque aperfeiçoado todos os requisitos no prazo legal, ou o direito não foi adquirido, e o sujeito não fará jus ao benefício subsidiado.

(grifos adicionados)

113. Ademais, a procuradoria também entende que a Lei não transferiu aos consumidores não incentivados os riscos financeiros da não entrada em operação comercial de

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 31 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

todas as unidades geradoras, pagamentos antecipados, ou direitos de recebimentos retroativos – como desejam os empreendedores de geração incentivados.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

141. *Parece-me que sucumbir a essa lógica de que o gerador poderia perceber o benefício, ainda que de forma proporcional à motorização, no intervalo compreendido entre a operação em teste da primeira unidade geradora até a operação comercial definitiva da última unidade pendente de liberação, significaria transferir para o consumidor um risco que não é e não deveria ser dele: o risco relativo a gestão do negócio do produtor independente de energia. Notadamente porque a Lei não trouxe qualquer previsão que assegure, ao consumidor, qualquer garantia financeira prévia ou circunstâncias especiais para fins de recuperação desse crédito caso as condições legais não sejam aperfeiçoadas.*
 (...)

143. *Uma vez que o desconto tenha sido concedido antes do aperfeiçoamento das condições definidas em Lei, se estas condições, no final do dia, não forem atendidas, não há garantias, para o consumidor, de que esses recursos serão devolvidos ou repetidos em benefício da modicidade tarifária, o que também afronta o comando do art. 6º da Lei n.º 8.987/1996.*
 (grifos adicionados)

114. A procuradoria também reforçou o entendimento de que o prazo legal estabelecido como condição para recebimento do desconto não se confunde com o cronograma de implantação da usina, de forma que o risco do negócio da implantação é do empreendedor.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

148. *Outrossim, não é demais destacar que o prazo a ser cumprido para recebimento do benefício é o prazo fixado em Lei. Significa dizer que pouco importa se o cronograma de implantação da usina trouxe prazo menor ou maior do que o fixado em Lei.*

149. *Dito de outro modo, a definição de um cronograma de implantação insere-se no risco do negócio do produtor independente de energia. Como tal, é um elemento independente para fins de obtenção do desconto subsidiado, pois importa apenas o atendimento do critério legal.*
 (grifos adicionados)

115. Em seu fim, o parecer apresenta as suas conclusões quanto a “ativação do desconto”, destacadas aqui:

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

III - CONCLUSÕES

150. *Diante do exposto e, em atenção ao quesito formulado pela SGM e pela SCE, opino no sentido de que “ativação” do desconto de TUST/D previsto na Lei nº14.120/2021 depende do preenchimento cumulativo de todos os requisitos legais, conforme interpretação contida no Parecer nº77/2021/PFANEEL/PGF/AGU.*
 (...)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 32 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

153. Assim, entendo que a obtenção do benefício (denominada na consulta como "ativação" do desconto na TUST/D) depende, inclusive, da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras indicadas no ato de outorga dentro do prazo fixado na Lei.
(grifos adicionados)

116. Frente a todo o exposto, quanto a questão da "ativação do desconto", recomenda-se manter integralmente a redação e o entendimento inicialmente apresentado na abertura da CP 20/2023.

III.3 "Operação comercial" como meta para o requisito n.2 (48 meses)

117. A proposta de normatização enviada para abertura de consulta pública trouxe indicação de que o cumprimento do requisito n.2 se refere a situação de "operação comercial" de todas as unidades geradoras.

118. No entanto, foram recebidas diversas manifestações contrárias por parte do segmento de agentes de geração potenciais beneficiários dos descontos. De forma geral, as contribuições indicam que deveria ser verificada a "operação em teste", ao invés da "operação comercial".

119. As justificativas dessas contribuições apresentaram os seguintes argumentos:

- na operação em teste já há injeção de energia no sistema;
- a operação em teste já é capaz de conferir viabilidade ao empreendimento;
- a partir do teste já começa a se pagar o EUST;
- o teste já é considerado como a primeira sincronização da usina ao SIN;
- dever ser utilizado o teste, caso contrário seria mais restritivo do que a lei foi.

120. Por outro lado, verificou-se também manifestações a favor da "operação comercial" por parte dos segmentos das contrapartes pagadoras dos descontos, em especial os consumidores.

121. Iniciando a análise, é importante destacar que o legislador não fez uma indicação precisa na Lei 14.120/2021, tendo referido apenas a "operação".

122. Nesse sentido, um ponto relevante é que o legislador não necessariamente conhece ou se refere a detalhes, conceitos ou terminologias infralegais, tais como as resoluções normativas da ANEEL, Procedimentos de Rede do ONS ou Regras de Comercialização da CCEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 33 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

123. Dessa forma, não é razoável acreditar que o legislador estaria se referindo a condição específica de testes estabelecida na REN 1029/2022, sob a terminologia “operação em teste”, um conceito regulatório especificado em resolução da ANEEL.

124. Avaliando como o legislado se manifestou em outras leis do setor elétrico, também não encontramos suporte favorável a “operação em teste”. De fato, não verificamos em nenhuma lei a menção expressa a “operação em teste”. Por outro lado, foram encontradas diversas referências expressas a “operação comercial”, inclusive aplicada a condições, benefícios, etc, nas Leis 9.074/1995, 9.427/1996, 10.848/2004, 14.300/2022, conforme demonstrado abaixo.

Lei 9.074/1995, Art. 4º (início de pagamento de UBP)

§ 10. Fica a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL autorizada a celebrar aditivos aos contratos de concessão de uso de bem público de aproveitamentos de potenciais hidráulicos feitos a título oneroso em favor da União, mediante solicitação do respectivo titular, com a finalidade de permitir que o início do pagamento pelo uso de bem público coincida com uma das seguintes situações, a que ocorrer primeiro: (...)

II - a efetiva entrada em operação comercial do aproveitamento. (...)

Lei 9.427/1996, Art. 26 (desconto na TUST/D para usinas de autoprodutores)

§1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia: (...)

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. (...)

(caso especial de contagem de prazo de outorga)

§ 12. O agente titular de outorga de autorização para geração de energia elétrica com prazo de 30 (trinta) anos, cuja usina esteja em operação em 1º de setembro de 2020 e que não tenha sido objeto de qualquer espécie de penalidade pela Aneel quanto ao cumprimento do cronograma de sua implantação, terá seu prazo de autorização contado a partir da declaração da operação comercial da primeira unidade geradora, com ajuste, quando necessário, do respectivo termo de outorga, após o reconhecimento pela Aneel do atendimento ao critério estabelecido neste parágrafo. (...)

Lei 10.848/2004, Art. 2º (participação em licitações para geração)

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 34 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

§ 7º-A. Poderão participar das licitações, para expansão da oferta de energia, os empreendimentos de geração que tenham obtido outorga de concessão licitada nos termos desta Lei ou de autorização, desde que atendam aos seguintes requisitos:

I - não tenham entrado em operação comercial; (...)

Lei 14.300/2022, art. 11 (vedação de enquadramento como GD)

Art. 11. É vedado novo enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, de concessão, de permissão ou de autorização no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou tenham entrado em operação comercial para geração de energia elétrica no ACL ou no ACR ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, no ACR, e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deve identificar esses casos perante a Aneel. (...)

(grifos adicionados)

125. Além disso, ao contrário do que as justificativas apresentadas por contribuintes alegam, o estágio de “operação em teste” não é uma condição necessariamente com unidades geradoras obrigatoriamente injetando energia na rede, e nem é uma situação estável ou definitiva, conforme revela a própria REN 1029/2022 que estabelece o conceito regulatório.

REN 1029/2022:

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos: (...)

V - operação comercial: situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para o seu uso exclusivo;

VI - operação em teste: situação operacional que se configura após a conclusão das obras associadas à geração de energia, visando atender às próprias necessidades de ajustes de equipamentos e verificação de seu comportamento do ponto de vista sistêmico e atendimento de consumo próprio;

(grifos adicionados)

126. Da mesma resolução normativa, nota-se que tais elementos são obtidos de fato na etapa de operação comercial, além diversos outros requisitos para operação, como por exemplo a verificação de licença ambiental de operação, aprovação do comissionamento do Sistema de Medição e Fatura, e outras condições importantes perante o ONS e a CCEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 35 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

REN 1029/2022:

Art. 7º A liberação para o início da operação comercial deverá ser efetuada após a conclusão da operação em teste, observado o disposto no art. 3º, § 4º, e, conforme a pertinência de cada caso, estará condicionada à consideração ou apresentação dos seguintes documentos: (...)

II - declaração emitida pelo ONS atestando o atendimento aos requisitos previstos nos Procedimentos de Rede para operação comercial, o atendimento do requisito estabelecido no § 3º e a capacidade de escoamento da potência instalada total ou máxima que será incrementada ao sistema com a inserção de cada unidade geradora, exceto nos casos em que foi declarada inexistência de relacionamento; (...)

IV - licença de operação, emitida pelo órgão ambiental competente;

V - declaração emitida pela CCEE atestando o equacionamento, por parte do agente detentor de registro, autorização ou concessão de geração, de quaisquer obrigações perante a Câmara, bem como de eventuais débitos junto ao agente de distribuição signatário de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR em virtude da exposição financeira decorrente de suspensão de registro de contrato, nos termos da regulamentação específica;

(grifos adicionados)

127. No entendimento da PFANEEL, consta em seus pareceres menção expressa a situação de “operação comercial”, reforçando inclusive a necessidade de implementação e operação efetiva.

PARECER n. 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU:

21. Percebe-se que o objetivo da norma foi estimular que os projetos sejam efetivamente implementados, proporcionando a disponibilização de energia elétrica ao sistema no menor prazo possível. Assim, para que os citados empreendimentos façam jus ao subsídio, terão que requer a outorga em 12 (doze) meses a contar da publicação da lei, sendo imprescindível, ainda, entrarem em operação comercial em 48 (quarenta e oito) meses a partir da outorga. (...)

(grifos adicionados)

128. Adicionalmente, o diagrama do ONS²⁶ abaixo ilustra as etapas e os respectivos requisitos a serem cumpridos, deixando claro que durante os testes ainda são realizadas diversas verificações importantes. Inclusive, pode nem haver injeção de energia em caráter de testes, caso não se avance em determinados requisitos anteriores.

²⁶ Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/integracao-de-novas-instalacoes/geracao>

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 36 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

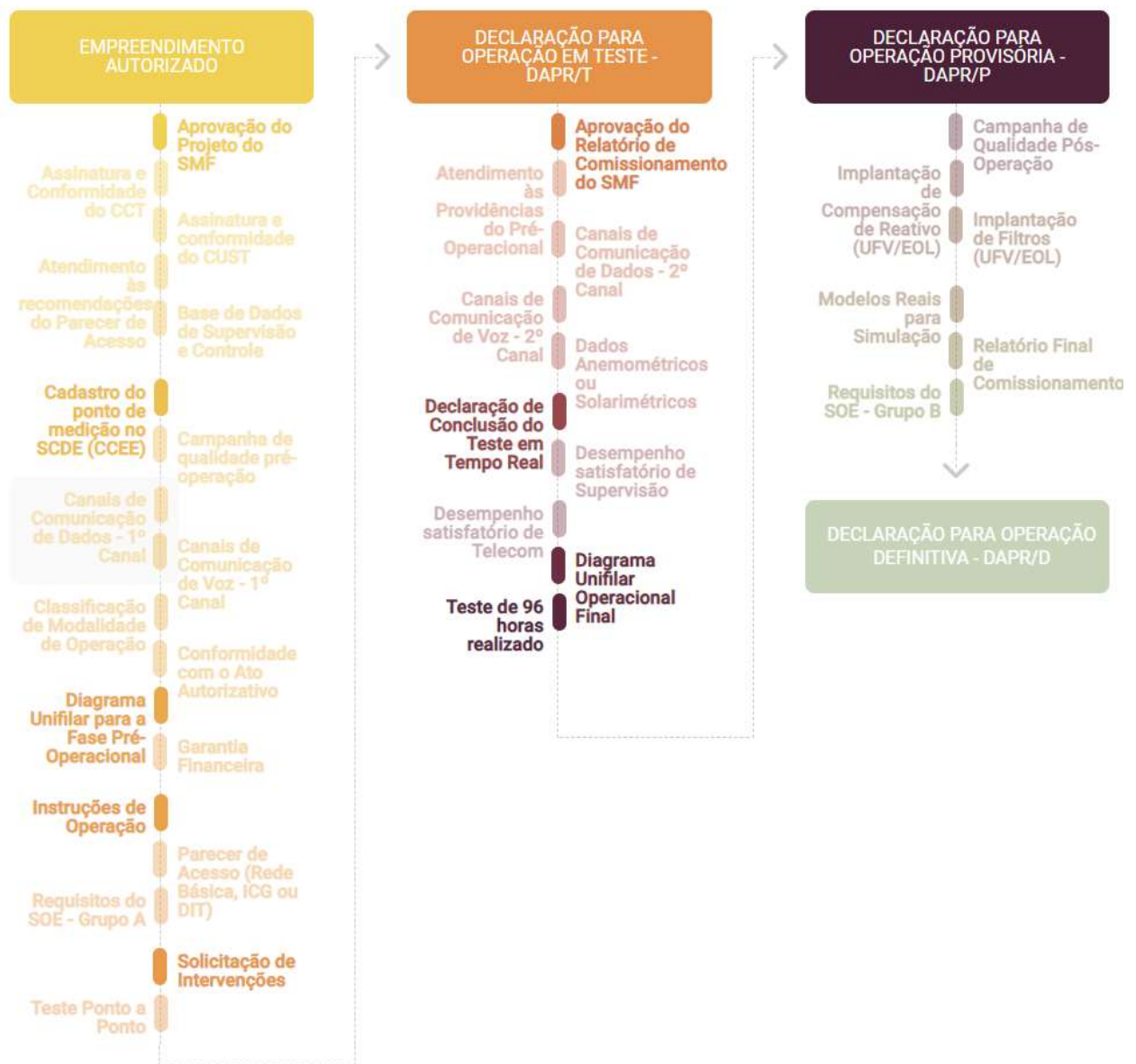


Figura 5 – Etapas e os respectivos requisitos a serem cumpridos para Declaração para Operação em Teste (DAPR-T), Provisória (DAPR-P) e Definitiva (DAPR-D)

129. Ademais, a operação em teste não é definitiva, pode ser suspensa ou mesmo falhar, não atingindo a fase de operação comercial. Também é possível que não ocorra qualquer injeção de energia no sistema.

130. Dessa forma, ativar o desconto a partir da “operação em teste” seria inadequado e inoportuno para o sistema e em especial para as contrapartes pagadoras do benefício, nem tampouco há fundamento para considerar tal etapa como habilitadora para cumprimento de requisito legal para fruição do desconto.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 37 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

131. Nessa linha, todas as outorgas emitidas pela ANEEL com o respectivo requisito se referem especificamente a “operação comercial”.

132. Frente ao exposto, entende-se pela permanência da indicação para “operação comercial” de todas as unidades geradoras dentro do prazo para o requisito n.2 da norma.

III.4 Não cabimento de “excludente de responsabilidade” para aplicação dos descontos

133. Foram apresentadas contribuições por parte de agentes de geração no sentido de a norma prever expressamente a possibilidade de excludente de responsabilidade para fins de cumprimento dos prazos dos requisitos para aplicação dos descontos.

134. Essas contribuições argumentam que:

- podem existir situações excepcionais de atrasos na implementação do empreendimento, por motivos não imputáveis ao empreendedor, com nexo de causalidade exclusivo, sendo passível de reconhecimento pela ANEEL como excludente de responsabilidade;
- seria razoável evitar distribuir responsabilidades a um empreendimento que não detenha a autoridade ou competência necessária para lidar com determinada situação ou ação (fatores externos).

135. Em contraponto, houve também contribuições de participantes no sentido que o descumprimento não deveria observar o respectivo “motivo”.

136. Passando para a análise, destacamos que os prazos estabelecidos pela lei são, obviamente, requisitos legais. Dessa forma, não podem ser atenuados por normativo infralegal.

137. De forma geral, nota-se que os contribuintes que sugeriram a possibilidade do “excludente de responsabilidade” buscam aplicar um conceito aplicáveis a “cumprimento de obrigações” para o caso de “usufruto de benefícios”, o que não é apropriado.

138. O excludente de responsabilidade é devido na apuração de responsabilidade devido a assunção de obrigações por um agente. É o caso do empreendedor que uma vez outorgado, recebe as obrigações de cronograma e prazos de implantação. Se aplica a eventos excepcionais, não imputáveis ao empreendedor, com nexo de causalidade exclusivo de outras situações, e observada a diligência na prevenção e mitigação do risco específico pelo empreendedor. Nessa situação, o empreendedor pode vir a ter excluída a responsabilidade pelo não atingimento das obrigações estabelecidas.

139. Nota-se que em nada essa dinâmica se assemelha ao “usufruto de benefícios”, como os descontos nas tarifas do fio. Nesse caso, não há obrigações estabelecidas. Não há

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 38 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

qualquer apuração de responsabilidade e nem de penalidade por parte do poder público ou das entidades do sistema elétrico nacional. Não há aplicação de contraditório e ampla defesa.

140. Há apenas meras condições para que um agente possa usufruir de benefícios excepcionais. É o que acontece, da mesma forma, no caso de aplicação do REIDI e no caso de emissão de debêntures de infraestrutura incentivadas, por exemplo.

141. Nessa mesma linha, há o entendimento firmado no PARECER n. 214/2022/PFANEEL/PGF/AGU, conforme se apresenta a seguir:

PARECER n. 214/2022/PFANEEL/PGF/AGU:

25. Assim, no interior do processo de solicitação de outorga e no acompanhamento da implantação do empreendimento, discussão nenhuma de excludente de responsabilidade tem a aptidão de ampliar o prazo para a obtenção do desconto de que trata o art. 26, §1º-C, da Lei 9.427/1997.

26. A lógica disso, como bem apontou a área técnica, se vê também da própria expressão “excludente de responsabilidade”. As excludentes de responsabilidade se prestam a desonerar um sujeito do cumprimento de um dever jurídico com o qual se obrigou. É esse o sentido que está na regra do art. 393 do Código Civil:

Art. 393. O devedor não responde pelos prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, se expressamente não se houver por eles responsabilizado.

Parágrafo único. O caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não era possível evitar ou impedir.

27. Dessa maneira, excludentes de responsabilidade podem fazer sentido na prestação de contas dos agentes setoriais perante as obrigações assumidas com o regulador. O conceito jurídico, contudo, não faz sentido para a obtenção do desconto, que é uma faculdade oferecida ao agente. O agente não tem obrigação em obter o desconto; não sofre sanções jurídicas pela não obtenção do desconto; não precisa dar satisfação ao regulador pelo não cumprimento dos requisitos do desconto. A não obtenção do desconto não é uma violação de dever jurídico, pelo que, diante de sua ocorrência, não é lógico se invocar uma excludente de responsabilidade.

28. Como consequência, se a Lei nada disse, não é autorizado inferir que excludentes de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento flexibilizam as condições legais para a obtenção do desconto sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição.

(grifos adicionados)

142. Ademais, a ocorrência de eventos extraordinários fora da gestão dos geradores beneficiários também está fora da gestão e da responsabilidade dos geradores não beneficiários e dos consumidores. Não se vê razão para que o risco e os efeitos financeiros de tais eventos seja a eles transferido, quem não tem nenhuma relação com os projetos dos geradores beneficiários.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 39 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

143. Adicionalmente, a Assessoria do Diretor-Relator consultou a Procuradoria Federal junto à ANEEL sobre o tema, a qual se manifestou mediante o Parecer nº 340/2023/PFANEEL/PGF/AGU, conforme trechos destacados:

“45. É certo que, antes mesmo da edição do artigo 19 da Lei nº13.360/2016, a ANEEL já possuía a atribuição para examinar pedidos de excludentes de responsabilidade no âmbito de sua competência para gerir e fiscalizar as outorgas do setor elétrico, seja para isentar o agente de penalidades regulatórias ou eximir do cumprimento de obrigações setoriais (art. 3º, IV, da Lei nº9.427/96).

46. Também se reconhece que as situações e consequências do reconhecimento de responsabilidade não se limitam às hipótese do artigo 19 da Lei nº13.360/2016, até mesmo porque as situações descritas no parágrafo único são meramente exemplificativas.

47. A esse despeito, não entendo que essa regra esteja a permitir que o Regulador possa conferir, aos agentes regulados, a prerrogativa de não atender a requisitos expressamente estabelecidos Lei nº 14.120/2021 para obtenção de um benefício subsidiado por recursos de relevante interesse público e que refletem diretamente em interesses difusos dos consumidores dos serviços de energia elétrica.

48. Isso porque a consequência prática do reconhecimento de uma excludente para permitir a aquisição do direito ao desconto na TUST/D, benefício subsidiado (e não para afastar uma obrigação de fazer, como normalmente é a natureza das obrigações assumidas no setor - implantar, operar, manter, apresentar lastro, apresentar garantias etc.), seria a concessão de um subsídio contra lei ou extra lei.

49. Como dissemos, entre as competências que são deferidas à ANEEL no art. 3º da Lei nº9.427/96, não está incluída a atribuição para conceder incentivos a produtores de energia custeados pelos consumidores. Outrossim, normas de isenção, como é o caso da redução do valor da TUST/D para geradores incentivos, somente permitem interpretação restritiva. Não cabe à ANEEL realizar uma interpretação extensiva para permitir que interessados na obtenção do benefício e que não atenderam os requisitos legais para a sua concessão possam usufruir de um direito que não adquiriram. 50. A discussão, no caso, se refere à aquisição de um direito, sob a perspectiva de novo regime jurídico fixado em lei. Em nada se relaciona a eventual obrigação de fazer definida no ato de outorga. A aquisição do direito ao desconto depende do preenchimento dos requisitos legais. É algo completamente independente das obrigações e eventuais prerrogativas definidas na Número: 48516.000273/2024-00 outorga, na medida em que esses critérios, requisitos ou diretrizes legais não tem natureza de uma obrigação, mas de condições legais para a que a tarifa seja paga em valor reduzido.

51. A avaliação quanto à (im)possibilidade de reconhecimento de excludente de responsabilidade, na hipótese, deve ser coerente com a premissa segundo a qual, somente se atendidas condições legais, o produtor poderá usufruir do desconto na tarifa de uso do

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 40 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

sistema. Nesse ponto, pode-se remeter à racionalidade dos exemplos citados nos §§ 134 e 135 do Parecer nº339/2023. A lógica jurídica que se aplica na hipótese ora analisada é a mesma lógica subjacente a esses exemplos.

52. Isso porque o racional subjacente à resposta de ambas as consultas (Memorando nº103/2023-SGM-SCE/ANEEL e nº384/2023-ASD/ANEEL) é o mesmo: a criação de subsídios cruzados depende de previsão expressa em Lei. É matéria estabelecida no âmbito de uma política pública, cuja competência é do Congresso Nacional e não da Agência Reguladora.

53. Nesse sentido, a ANEEL não pode conferir interpretações extensivas à Lei nº14.120/2021 que permitam, ainda que reflexamente, ampliar o rol de potenciais beneficiários do desconto na TUST/D.

54. E, como no caso, estar-se-á a avaliar condições para a aquisição de um direito e não a adimplemento ou inadimplemento de obrigações assumidas em decorrência da obtenção da outorga, não há sentido jurídico em admitir a aplicação de excludentes de responsabilidade mesmo naquelas hipóteses em que o atraso na construção não tenha sido diretamente provocado pelo próprio titular da outorga. Se houve o atraso em relação ao prazo legal, significa que o potencial beneficiário do desconto não adquiriu o direito e não poderá usufruir da redução do valor da tarifa de uso do sistema.

(...)

55. Diante do exposto e, em atenção ao quesito formulado pela ASD, opino no sentido de que:

(...)

(v) ainda que comprovada a ocorrência de eventos fortuitos ou de força maior, não há permissivo legal para a postergação da obrigação de implantação e de entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras no prazo fixado na Lei, para que o empreendimento faça jus aos aludidos descontos da TUST/D;

(vi) nessas hipóteses, eventual deferimento do pleito de excludente, ampliaria o rol de beneficiários do desconto e, portanto, afrontaria o comando legal e extrapolaria as competências institucionais da ANEEL.

(...)

(grifos adicionados)

144. Frente ao exposto, entende-se pela não aplicação do conceito de “excludente de responsabilidade” na verificação dos prazos dos requisitos legais para aplicação dos descontos do fio. Assim, recomenda-se a inserção de novo dispositivo na minuta de REN, de forma que fique claro, na seguinte forma abaixo:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 41 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Minuta de REN proposta com ajustes:

Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º, 8º, 9º, 10, 11 e 12 no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:

“Art. 2º

.....
 § 8º Não cabe excludente de responsabilidade na avaliação das condições para aplicação dos percentuais de redução.”

145. Destaca-se, contudo, que isso não impede que a ANEEL avalie solicitações de excludente de responsabilidade para fins das obrigações das outorgas e regulatórias a serem cumpridas.

III.5 AHE até 30.000 kW sem o requisito de 48 meses para operação comercial

146. A Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL indicou inicialmente o entendimento de que o requisito n.2, sobre o prazo de 48 meses para operação comercial de todas as unidades geradoras, não seria aplicável ao caso das AHE até 30.000 kW.

147. Tal entendimento foi consubstanciado no Despacho do Procurador-Geral junto à ANEEL que aprovou o Parecer nº 77 de 2021 fazendo apenas uma alteração, no caso exatamente essa.

DESPACHO n. 147/2021/PFANEEL/PGF/AGU:

1. Aprovo todas conclusões do PARECER n. 00077/2021/PFANEEL/PGF/AGU, bem como faço um acréscimo, conforme abaixo. (...)

3. Conforme fundamentação, o §1º-D acrescido no aludido artigo, traz disciplina específica para os potenciais hidráulicos.

4. Registro que essa disciplina específica, a sua vez, ao suplantando o §1º-C, não faz referência à condicionante de entrada em operação comercial em 48 meses.

5. Assim, acrescento a conclusão de que a condição de entrada em operação comercial em até 48 meses, contado da data da outorga, não se aplica aos potenciais hidráulicos.

(Grifos adicionados)

148. No entanto o voto do Diretor relator Hélio Neves Guerra²⁷ indicou alinhamento a posição do Parecer 77/2021 para fins de abertura da Consulta Pública, conforme segue.

²⁷ Sicnet nº 48575.004430/2023-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 42 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Voto do Diretor relator, aprovado pela Diretoria Colegiada

44. O Parecer n. 77/2021/PFANEEL trouxe o entendimento de que o requisito de entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em até 48 meses da data da outorga, também se aplica ao caso de usinas hidrelétricas com potência instalada menor ou igual a 30 MW.

(...)

47. Em que pese a manifestação do Procurador Geral em contrário, para fins de abertura da Consulta Pública, entendo que a posição do Parecer 77/2021 é a mais apropriada, e apresento a seguir a proposta de texto normativo que visa atender a esse encaminhamento:

(grifos adicionados)

149. Dessa forma, a Consulta Pública aberta no *site* da ANEEL considerou essa condição, tendo sido indicado expressamente no formulário eletrônico *Forms* essa diferença entre Nota Técnica das áreas técnicas e voto aprovado na deliberação da diretoria colegiada.

150. As contribuições recebidas alegaram em suas justificativas que:

- a lei teria trazido dispositivos específicos para a fonte, na qual não se menciona o requisito n.2;
- em que pese o Parecer 77/2021 alegar que o § 1º-D deveria ser um inciso, o fato é que teria sido redigido um parágrafo;
- deve-se observar as normas relativas à técnica legislativa, na interpretação dos textos legais;
- não é factível pela técnica legislativa que parágrafos complementem ou ressalvem outros parágrafos;
- haveria insegurança jurídica e regulatória, além de quebra de legítima expectativa;
- caso se entenda de forma diversa, que as outorgas provenientes de leilões A-5 e A-6 sejam emitidas apenas 1 e 2 anos após o respectivo leilão;
- o entendimento do Despacho 147/2021 e da NT 24/2023 são os mais adequados.

151. Entretanto, também houve contribuições no sentido de o requisito n.2 deveria se aplicar também aos referidos empreendimentos. Isso se justificaria pois:

- a forma que o § 1º-D do Art. 26 da Lei 9.427/1996 seja entendido como um complemento às regras do § 1º-C;
- o § 1º-D teria trazido diferenciação apenas quanto aos prazos de solicitação de outorgas, e não a respeito da condição de entrada em operação, que se manteria a mesma; e

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 43 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

- o o § 1º-C seria uma previsão especial sobre o § 1º-C, e não uma substituição integral.

152. Conforme já apontado na Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL, a diferença de entendimentos se concentra no entendimento quanto aos efeitos do §1º-D: (i) se este dispositivo apenas adiciona uma condição especial às condições gerais, ou (ii) se suplanta as condições gerais, substituindo totalmente e dando um tratamento distinto. Na argumentação apresentada no Parecer, avalia-se que os empreendimentos hidrelétricos até 30.000 kW também estão obrigados ao requisito, apesar de terem uma extensão quanto ao requisito de prazo para solicitação de outorga; ao passo que no Despacho do Procurador-Geral avaliou-se que o requisito de prazo para entrada em operação comercial não é indicado como requisito para os empreendimentos objetos do §1º-D, o qual dá o tratamento específico e completo para empreendimentos hidrelétricos até 30.000 kW.

153. Mais recentemente, no Parecer nº 339 de 2023 da Procuradoria Federal junto à ANEEL em resposta à consulta das áreas técnicas sobre a “ativação do desconto”, foi apresentada reafirmação e reforço do entendimento expresso originalmente no Parecer nº 77 de 2021 quanto à aplicação do requisito do prazo de 48 meses também para empreendimentos hidrelétricos menores que 30.000 kW. O Despacho do Procurador-Geral nº 171, de 2024, acolheu a superação do entendimento do despacho anterior (Despacho nº 147, de 2021) anterior e firmou a tese apresentada nos dois pareceres.

PARECER n. 339/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

III - CONCLUSÕES

(...)

151. Opino, ainda, que o prazo fixado na Lei nº14.120/2021 para entrada em operação comercial como condição para recebimento do benefício subsidiado também se aplica aos geradores hidráulicos, conforme também havia sido apontado no Parecer nº77/2021/PFANEEL/PGF/AGU. Entender diferente pode significar, na prática, a extensão de um subsídio cruzado sem que tenha havido autorização clara e precisa na Lei. Por se tratar de uma norma que tem natureza excepcional de isenção, sugiro que a interpretação adotada seja mais restritiva, impedindo a aplicação de interpretações extensivas que ampliam o rol de beneficiários do desconto subsidiado.

152. Nesse ponto, no caso de aprovação dos fundamentos contidos nesta manifestação, sugiro, ao Procurador-Geral da ANEEL, a expressa revisão do teor do Despacho nº147/2021, adequando-se a avaliação do tema às regras de governança da PGF.

153. Assim, entendo que a obtenção do benefício (denominada na consulta como "ativação" do desconto na TUST/D) depende, inclusive, da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras indicadas no ato de outorga dentro do prazo fixado na Lei.

DESPACHO nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU:

1. Aprovo o PARECER n. 00339/2023/PFANEEL/PGF/AGU, aprovado pelo DESPACHO n. 00009/2024/PFANEEL/PGF/AGU.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 44 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

2. Acolho, ademais, a sugestão de superação do entendimento posto no item 5 do DESPACHO n. 00147/2021/PFANEEL/PGF/AGU, para firmar a tese segundo a qual “o prazo fixado na Lei nº 14.120/2021 para entrada em operação comercial como condição para recebimento do benefício subsidiado também se aplica aos geradores hidráulicos, conforme também havia sido apontado no Parecer nº77/2021/PFANEEL/PGF/AGU”.
(grifos adicionados)

154. Dessa forma, houve um alinhamento completo sobre o entendimento da interpretação sobre esse quesito que se mostra essencialmente jurídico, inclusive com a proposta inicial de abertura da CP, nos termos do voto aprovado pela Diretoria Colegiada.

155. Frente ao exposto, compreende-se por considerar a alteração trazida pelo entendimento do Procurador-Geral ao Parecer aprovado, entendido como manifestação conclusiva do órgão de assessoramento jurídico da Agência.

156. Dessa forma, as áreas técnicas entendem que os dispositivos expressos e direcionados aos aproveitamentos hidrelétricos de até 30.000 kW faz com esses recebam tratamento específico adicional quanto aos requisitos e condições para solicitação das outorgas, diferentes das demais fontes, mas sem perder a obrigação do outro requisito, referente ao prazo para entrada em operação comercial com todas as unidades geradoras, de forma análoga às demais fontes.

157. Por fim, é importante destacar que as eventuais outorgas de empreendimentos hidrelétricos com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, cujo requerimento foi protocolado desde a vigência da MP nº 998, de 1º de setembro de 2020, e que foram emitidas sem a condição do prazo para operação comercial, o ato autorizativo deverá ser ajustado de forma a refletir as disposições legais.

158. As áreas técnicas fizeram o levantamento dos casos concretos, que estão representados na tabela abaixo:

Usina	Fonte	CEG	Titular	Potência [kW]	Ato Autorizativo	SIC do pedido de outorga	Data do pedido de outorga
A	PCH	037568-3	Energética das Emas Ltda 19.822.342/0001-15	10.000	REA nº 10.926, de 13/12/2021	48513.0038 30/2021-00	18/02/2021
Cavernoso VIII	PCH	034117-7	Energética Rodão Ltda 18.475.126/0001-88	5.200	REA nº 10.726, de 28/10/2021	48513.0197 13/2021-00	21/07/2021
Espraiado	PCH	035526-7	Cia. Bom Sucesso de Eletricidade	29.000	REA nº 10.970, de 22/12/2021	48513.0088 75/2021-00	01/04/2021

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 45 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

			83.053.736/0001-55				
São Luís	PCH	037258-7	Tito Produtora de Energia Elétrica SPE Ltda. 29.369.506/0001-54	30.000	REA nº 10.971, de 17/12/2021	48513.0129 19/2021-00	14/05/2021
Diamantino (Antiga Sumidouro)	PCH	037329-0	Hidroelétrica Diamantino Ltda 44.461.290/0001-46	13.300	REA nº 3.451, de 17/10/2023	48513.0068 80/2022-00	02/03/2022

Quadro 3 – Levantamento de empreendimentos hidrelétricos para ajuste das outorgas.

159. Dessa forma, é importante que também seja emitido ato da ANEEL para ajuste dessas outorgas para convergir aos dispositivos legais e à regulamentação a ser aprovada na REN.

III.6 Manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida (potência instalada menor ou igual a 5.000 kW) e combater a fragmentação artificial

160. Para abertura da Consulta Pública 20/2023, adotou-se a interpretação exarada pela Procuradoria Federal em seu Parecer, visto que este entendimento viabiliza estabilidade jurídica, diante do texto expresso pela Lei 14.120/2021. O entendimento da PFANEEL foi o de que não houve extinção do desconto para novas centrais geradoras de capacidade reduzida, como se depreende abaixo:

Parecer 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU:

III – Conclusão

(...)

f) para os empreendimentos de capacidade reduzida sujeitos a registro, o desconto na TUST/TUSD é garantido pelo §1º do artigo 26 da Lei n. 9.427/99, uma vez que nenhuma outra condição lhe é exigível para a fruição de tal direito. A Lei n. 14.120/2021 não retirou o direito aos descontos das usinas de capacidade reduzida, tampouco impôs condições para sua percepção.

(Destaques adicionados)

161. As contribuições recebidas indicaram duas linhas principais: contra a manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida; ou recomendando combater as fragmentações artificiais.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 46 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

162. As contribuições que se manifestaram **contra a manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida** foram de representantes dos consumidores de energia e dos transmissores. Em suas argumentações alegaram que:

- a interpretação posta pela ANEEL não refletiria a previsão legal e nem a vontade do legislador;
- que o fim dos descontos abrangeu sim as usinas de registro, que são citadas expressamente no §1 do artigo 26 da Lei 9.074/1996;
- que ser sujeito a outorga não afastaria a imposição das condicionantes aplicáveis, em específico o prazo para entrada em operação comercial;
- que a intenção do legislador era a de conter a concessão de subsídios;
- que o desconto seria uma exceção legal, sendo que a fruição do desconto é que estaria sujeita a interpretação restritiva;
- que não caberia interpretação que restrinja o alcance das hipóteses legais que o limitam;
- que se o legislador quisesse excluir as usinas de registro do fim dos descontos, deveria ter feito de forma explícita, assim como fez com as AHE de até 30.000 kW;
- que a interpretação da ANEEL poderia provocar comportamento “arrivista”, indo contra os pressupostos da lei;
- que iria estimular ainda mais a fragmentação artificial, que já vem ocorrendo por PCH, EOL e UFV;
- que faltaria razoabilidade;
- que deveria ser incentivada a competitividade técnica e comercial pelos empreendimentos, e não ao subsídio.

163. As contribuições que se manifestaram **recomendendo combater as fragmentações artificiais** foram de representantes dos consumidores de energia e dos transmissores. Em suas argumentações alegaram que:

- a fragmentação artificial contraria o objetivo da lei;
- seria devido usar critérios objetivos contra a conduta da fragmentação, inclusive as já previstas na REN 876;
- seria devido ampliar a análise ou o rol de critérios para combater essa conduta;
- seria devido incluir parágrafo proibindo tal prática, e tornar passível de penalidades;

164. Analisando o tema, embora se concorde que o objetivo do legislador é o fim dos descontos, que o forte crescimento dos valores da CDE é tema impactante nas tarifas de energia elétrica e que os subsídios devam ser controlados, entende-se que a redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 47 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

165. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.

166. Dessa forma, e em linha com contribuições apresentadas por participantes da CP 20/2023, a ANEEL deve combater a “fragmentação artificial” de empreendimentos de médio e grande porte, com potência instalada obrigada ao ato de outorga, conforme já destacado na Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL.

167. Para esse fim novos dispositivos foram introduzidos na minuta de Resolução Normativa. Em suma, prevê-se por expresse a proibição, com o devido monitoramento e atuação da fiscalização em casos em desconformidade ao preceito normativo apontado. Frise-se, em caso de não conformidade que vier a ser observada, os valores recebidos indevidamente incluirão os descontos da usina, assim como os repassados aos consumidores da respectiva energia comercializada.

168. Assim, há devida sinalização econômica para os empreendedores dos riscos de buscarem tal prática inadequada, além da devida reparação às contrapartes pagantes dos benefícios.

Minuta de REN proposta com ajustes:

Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º, 8º, 9º e 10 no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:

“Art. 2º

§ 10. É vedada a divisão de central geradora em centrais de menor porte para se enquadrar nos limites de aplicação dos percentuais de redução.”

169. Destaca-se também que, o ressarcimento não se configura como penalidade ou punição, mas sim reparação dos prejuízos causados à CDE.

170. Ademais repisa-se que, para fins de avaliação da conformidade regulatória, a ANEEL detém de mecanismos de fiscalização para prevenir e corrigir tal conduta inadequada, como fiscalização geoespacial, canais de denúncia, etc., além da colaboração com outros agentes do setor elétrico, como o Operador Nacional do Sistema, agentes de transmissão e outros.

III.7 Inaplicabilidade dos requisitos de obtenção do desconto trazidos na MP 998/2020 e na Lei 14.120/2021 para as outorgas emitidas anteriores

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 48 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

171. Foram apresentadas contribuições no sentido de que os requisitos trazidos pela Lei 14.120/2021 não seriam aplicáveis aos empreendimentos que já tiveram suas outorgas emitidas anteriormente à publicação da referida lei, em especial quanto ao prazo de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras.

172. As contribuições nesse sentido argumentam que o legislador teria feito de fato um período de transição para novas outorgas, contudo sem interferir nas outorgas já emitidas. Tal entendimento também estaria alinhado a exposição de motivos da MP 998/2021, nos seguintes termos:

Exposição de motivos constante da Medida Provisória nº 998/2020:

10. A proposta estabelece que os descontos previstos atualmente passem a ser aplicados somente para novos empreendimentos que atendam cumulativamente as seguintes condições: (...)

(grifos adicionados)

173. Da análise quanto a esse aspecto, entende-se que nada impede que a ANEEL altere procedimentos para a obtenção de um direito ou realização de um ato, como a emissão de outorgas. Ou seja, não há direito adquirido quanto a rito processual, em conformidade com diversas manifestações da Procuradoria Federal junto à ANEEL.

174. No entanto, no caso das outorgas emitidas antes da publicação da Lei 14.120/2021, observa-se que os empreendimentos já tinham cumprido os requisitos vigentes à disciplina legal. Ou seja, já tiveram os requisitos verificados e o direito ao desconto adquirido. Dessa forma, não teriam como ser atingidos pelos novos dispositivos legais que trouxeram novos requisitos para a obtenção do desconto, em caso de solicitações de outorgas posteriores à publicação da lei.

175. De fato, ao observar as outorgas emitidas pela ANEEL anteriormente a alteração legal, verifica-se que o desconto na tarifa do fio já se encontrava vigente em sua completude, sem qualquer requisito adicional a ser observado, nem na outorga e nem na lei.

176. Dessa forma, estaríamos diante de um ato jurídico perfeito quanto à “ativação” do desconto para esses empreendimentos já outorgados.

177. Vale destacar, mesmo que já ativados, esses empreendimentos ainda têm que observar aspectos e outros limites legais, tais como limites de capacidade instalada, injeção de potência, etc. Isso vale também para novos requisitos para manutenção do desconto, trazidos pela Lei 14.120/2021, que traz por exemplo o fim do desconto caso a outorga chegue ao fim ou seja prorrogada.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 49 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

178. Destaca-se que a alteração legal se iniciou, na verdade, com a emissão da Medida Provisória nº 998, de 2020. Dessa forma, o ponto de transição é de fato a data de aplicação disposta nesta medida provisória, que indica o dia 1º de setembro de 2021, como se depreende de seus dispositivos, como ilustrado abaixo:

MP 998, de 2020

Art. 4º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 26.

.....

§ 1º-C Os percentuais de redução de que tratam os § 1º, § 1º-A e § 1º-B serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até doze meses, contado de 1º de setembro de 2020 e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até quarenta e oito meses, contado da data da outorga; e (...)

(grifos adicionados)

179. Frente ao exposto, foram propostos ajustes pontuais no texto da minuta de Resolução Normativa, de forma a deixar mais claro a aplicabilidade dos requisitos apenas para as solicitações feitas entre a publicação da Medida Provisória 998/2020 e o prazo de 1 ano contado da publicação da Lei 14.120/2021.

III.8 Contribuições relativas às alterações das Regras de Comercialização pela CCEE

180. A Consulta Pública 20/2023 foi aberta com a minuta de Resolução Normativa e com a respectiva minuta de alteração das Regras de Comercialização, graças ao trabalho em parceria entre ANEEL e CCEE nesse processo. Foram propostas alterações nos Módulos “02 – Medição Contábil” e “15 – Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”.

181. De maneira geral, foram apresentadas poucas contribuições no formulário eletrônico *Forms* e em carta (da EDF). A maioria solicita ajuste nos textos para se alinharem a contribuições de outras questões dessa consulta pública – em especial quanto à ativação do desconto.

182. Ademais, a própria CCEE apresentou algumas poucas considerações. Após a avaliação interna das contribuições em conjunto com a ANEEL, enviou os novos arquivos com correções estruturais e textos ajustados, mas sem nenhuma álgebra significativamente alterada.

183. A presente minuta de Resolução Normativa está mantendo os tópicos regulatórios da forma que foi aberta a CP 20/2023 (ou seja, não estão sendo aceitas as contribuições dos

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 50 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

agentes para alterações normativas), com única alteração da aplicação do requisito de prazo para entrada em operação comercial também para AHE até 30.000 kW.

184. Assim, as propostas de alteração de Regras de Comercialização também devem se manter em sua maioria, apenas com o ajuste para as AHE até 30.000 kW. Maiores detalhes sobre contribuições específicas se encontram no RAC, em anexo, assim como seu aproveitamento e justificativas elaboradas em conjunto com a CCEE.

185. O início da vigência das novas versões dos módulos de Regras de Comercialização deve se dar em janeiro de 2025, devido ao tempo de implementação das alterações nos sistemas daquela Câmara. Neste interstício, cabe sugerir a autorização à CCEE para que aplique as regras aprovadas provisoriamente via Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC) no caso de ocorrência de início de operação de empreendimentos de geração que se enquadrarem nos novos critérios trazidos pela nova redação da REN 1.031/2022 a ser aprovada e que tenham sido autorizados com direito ao desconto nos termos do regime legal em questão.

186. Ademais, devido o tempo passado desde a vigência da Lei até a aprovação e aplicação das regras, é importante que a CCEE tenha a autorização para realizar a “reapuração de desconto” para eventuais casos que tenham entrado em operação neste período e que apresentem diferenças, como por exemplo no caso da “ativação do desconto” somente após a entrada efetiva em operação comercial da última unidade geradora do empreendimento.

187. Dessa forma, temos as seguintes recomendações para a proposta de texto normativo:

Minuta de REN proposta:

Art. 3º. Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica na forma dos módulos do Anexo I.

§ 1º A operacionalização das Regras de Comercialização poderá ser realizada provisoriamente por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC) enquanto não for concluída a respectiva adaptação do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), em caso de início de operação de empreendimentos de geração abrangidos pela atualização da REN nº 1.031/2022.

§2º A CCEE fica autorizada a proceder com a reapuração de desconto referente a diferença entre as metodologias, considerando as datas de vigência da Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro 2020, e da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.

(...)

ANEXO I

Novas versões dos módulos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 51 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

Módulo	Vigência	Versão aprovada
02 - Medição Contábil	Janeiro de 2025	xxxxxx
15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	Janeiro de 2025	xxxxxx

III.9 Demais contribuições relevantes

188. Foram apresentadas outras contribuições consideradas relevantes para esclarecimentos específicos nesta Nota Técnica, ou que não foram abordados na Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL. Demais contribuições não abordadas expressamente nesta Nota Técnica têm respostas individuais apresentadas no Relatório de Análise das Contribuições²⁸.

III.9.1 Transferência para terceiros, no caso de empreendimentos hidrelétricos de até 30.000 kW

189. Foram apresentadas contribuições no sentido de que não fosse permitida também a alteração da composição societária da empresa outorga, ampliando-se o rol de proibições esclarecidos inicialmente na Nota Técnica nº 24/2023-SGM-SCE/ANEEL. O quadro abaixo ilustra o entendimento inicial.

Permitido	Não-permitido
<ul style="list-style-type: none"> Alteração da Composição Societária da Empresa Outorgada 	<ul style="list-style-type: none"> Transferência da Titularidade da Outorga

Quadro 4 – Permitido e não permitido quanto a “transferência a terceiros”, para usinas hidrelétricas com potência instalada menor ou igual a 30MW.

190. Contudo, conforme já indicado na referida nota técnica, os termos “composição societária” e “controle societário” não estão expressos no texto legal, o que impossibilita tal entendimento, perante a ideia de que “restrições têm que ser interpretadas restritivamente”. Como resultado, não seria adequada tal interpretação mais restritiva que a exposta e sem empregar no dispositivo a terminologia específica para tal.

191. Desta forma, recomenda-se manter o entendimento inicialmente adotado.

²⁸ Destaca-se que contribuições apresentadas em formato de cartas já foram analisadas em conjunto com as enviadas via Formulário Eletrônico Forms e/ou foram expressamente tratadas nesta Nota Técnica.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 52 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

III.9.2 Contagem do “prazo adicional para solicitação de outorga” para AHE até 30.000 kW

192. Foi apresentada uma contribuição no sentido de que a contagem dos prazos referidos no § 1º-D do Art. 26 da Lei 9.427/1996 começariam a correr de forma simultânea ao prazo para solicitação de outorgas dispostos no § 1º-C, e não de forma sucessiva (após).

193. Ocorre que o texto trazido pela alteração legal se refere expressamente a “5 anos adicionais” e a “por outros 5 anos”. Caso os prazos comesçassem a correr de forma simultânea, não se configurariam como “adicionais”, contrariando diretamente a expressão da Lei.

194. Dessa forma, recomenda-se a manutenção do entendimento já firmado no Parecer 77/2021 da PFANEEL de forma a empilhar os prazos de forma sucessiva.

III.9.3 Inalteração da alocação de riscos aos agentes de geração

195. Algumas contribuições indicaram que a normatização proposta estaria “transferindo riscos de forma exacerbada aos acessantes”, os quais não possuem informações atualizadas do sistema elétrico.

196. Essa alegação é recorrentemente apresentada por agentes de geração e, da mesma forma, recorrentemente negada e esclarecida pela ANEEL, em diversos processos normativos e casos concretos. Cita-se, como exemplo a REN 1.038, de 2022, que mais uma vez abordou esse tema de forma a sinalizar claramente aos empreendedores o entendimento do órgão regulador sobre a alocação dos riscos.

REN 1.038, de 2022

“Art. 7º A conexão do empreendimento se dá por conta e risco do agente, não cabendo pedido de excludente de responsabilidade fundado no risco assumido pelo acesso, que compreende a conexão e o uso dos sistemas, inclusive nos casos em que as obras de conexão possuírem cronograma superior ao prazo previsto nos incisos I e II do § 1º-C do art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

(grifos adicionados)

197. Os riscos decorrentes da indisponibilidade de rede são do empreendedor. As tratativas até a conexão da usina devem constar da gestão de projeto, não cabendo responsabilização a qualquer outro órgão, e nem transferência desse risco ao consumidor. O agente, ao solicitar outorga à ANEEL, por sua conta e risco e por sua causa, é responsável pelo estudo de conexão de seu projeto. Ademais, ONS disponibiliza diversas ferramentas e dados, como mapas de margem, dados e modelos para simulações, entre outros.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 53 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

III.10 Visão geral da minuta de Resolução Normativa após contribuições da Consulta Pública

198. Devido as alterações propostas serem ajustes pontuais e de cunho a estabelecer os parâmetros operacionais quanto às atividades de contabilização e liquidação da Câmara, recomenda-se a edição de Resolução Normativa que inclua e altere dispositivos já estabelecidos na REN 1.031, de 2022. Esta proposta de minuta de resolução acompanha esta Nota Técnica e tem seus dispositivos atualizados resumidos conforme o quadro a seguir.

Minuta de REN - RPO	REN 1.031/2022 alterada	Temas tratados
Art. 1º	Art. 2º, alteração do § 3º	<ul style="list-style-type: none"> Fim dos percentuais de desconto em caso de fim do prazo ou de prorrogação da outorga.
Art. 2º	Art. 2º, inclusão do § 4º	<ul style="list-style-type: none"> Condições e prazos para hidrelétricas com potência instalada maior que 5.000 kW e menor ou igual a 50.000 kW e fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.
	Art. 2º, inclusão do § 5º	<ul style="list-style-type: none"> Condição e prazos para fonte hidrelétrica com potência instalada até 30.000 kW. Extinção do percentual de redução caso ocorra transferência da titularidade da outorga.
	Art. 2º, inclusão do § 6º	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação dos percentuais de redução apenas após o atingimento cumulativo das condições.
	Art. 2º, inclusão do § 7º	<ul style="list-style-type: none"> A condição legal de prazo para entrada em operação de todas as unidades geradoras é independente do cronograma da outorga para entrada em operação comercial.
	Art. 2º, inclusão do § 8º	<ul style="list-style-type: none"> Não cabimento de excludente de responsabilidade para benefício do desconto
	Art. 2º, inclusão do § 9º	<ul style="list-style-type: none"> Empreendimentos com potência menor ou igual a 5.000 kW permanecem com percentuais de redução aplicáveis.
	Art. 2º, inclusão do § 10	<ul style="list-style-type: none"> Proibição da “fragmentação artificial”
Art. 3º	---	<ul style="list-style-type: none"> Aprovação dos ajustes nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica e aplicação provisória via MAC.

Quadro 5 – Ligação entre os dispositivos atualizados da minuta de resolução normativa ajustada após avaliações da CP 20/2023, alterações na REN 1.031, de 2022, e respectivos temas.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 54 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

199. A análise aqui apresentada fundamenta-se nestes atos legais e normativos:
- a. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
 - b. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
 - c. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021;
 - d. Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022.

V. DA CONCLUSÃO

200. Da análise efetuada considerando as contribuições da sociedade na Consulta Pública 20/2023, conclui-se: (i) pela necessidade de regulamentar a aplicação da Lei 14.120, de 1º de março de 2021, conforme análise constante desta Nota Técnica; (ii) que as outorgas de usinas hidrelétricas com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, já emitidas e sem a condicionante do prazo de implantação de 48 meses, sejam ajustadas nos termos da Lei e conforme o regulamento aprovado; e (iii) que as versões dos módulos das Regras de Comercialização apresentados pela CCEE atendem aos dispositivos da minuta de REN proposta.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação A0F62FEB0079B8C8

P. 55 da NOTA TÉCNICA Nº 55/2024-SGM-SCE/ANEEL, de 22/3/2024.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

201. Recomenda-se à Diretoria aprovação da minuta de Resolução Normativa para o assunto, da minuta de Despacho e das respectivas minutas de alteração dos módulos das Regras de Comercialização.

(Assinado digitalmente)

HENRIQUE AUGUSTO SILVA VASCONCELLOS
Especialista em Regulação – SGM

(Assinado digitalmente)

LUCIANA PEIXOTO GONÇALVES DE OLIVEIRA
Especialista em Regulação - SGM

(Assinado digitalmente)

ÁLVARO FAGUNDES MOREIRA
Especialista em Regulação – SCE

(Assinado digitalmente)

GERALDO FARIA DE SOUZA NETO
Especialista em Regulação - SCE

(Assinado digitalmente)

GUILHERME VIETA JUNQUEIRA
Especialista em Regulação – SCE

TITO ANGELO LOBÃO CRUZ
Especialista em Regulação – SCE

(Assinado digitalmente)

PAOLA BEMBOM GARCIA TORRES
Gerente Executiva – SCE

(Assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos
Serviços de Geração e do Mercado de
Energia Elétrica

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)

LUDIMILA LIMA DA SILVA
Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE (DIA) DE (MÊS) DE (ANO)

Altera a Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, que estabelece procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, e dá outras providências, e aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL e os Procedimentos de Comercialização.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no inciso XIX do art. 3º e no art. 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redações dadas respectivamente pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, pela Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro de 2020, e pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, no parágrafo único do art. 2º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, e no que consta do Processo nº 48500.001367/2016-10, resolve:

Art. 1º Alterar o §3º do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

.....

§ 3º Os percentuais de redução de que trata este normativo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou se houver prorrogação de suas outorgas.

.....”

Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º, 8º, 9º e 10 no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:

“Art. 2º

.....

§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 5.000 (cinco mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga conforme regulamento da Aneel entre 1/9/2020 e 2/3/2022, e que iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada entre 1/9/2020 e 2/3/2022, e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.

§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL entre 3/3/2022 e 2/3/2027, e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL entre 3/3/2027 e 2/3/2032, observando também que:

I – também se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e

II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.

§ 6º Os percentuais de redução somente serão aplicados após o atingimento cumulativo de todas as condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.

§ 7º A condição de iniciar a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo legal de até 48 (quarenta e oito) meses, prevista no § 4º e no § 5º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação comercial.

§ 8º Não cabe excludente de responsabilidade na avaliação das condições para aplicação dos percentuais de redução.

§ 9º Para empreendimentos de geração de capacidade reduzida das fontes mencionadas no caput, com potência instalada menor ou igual a 5.000 (cinco mil) kW, os percentuais de redução continuam aplicáveis conforme os dispositivos específicos de suas respectivas fontes de geração.

§ 10. É vedada a divisão de central geradora em centrais de menor porte para se enquadrar nos limites de aplicação dos percentuais de redução.

.....”

Art. 3º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica na forma dos módulos do Anexo I.

§ 1º A operacionalização das Regras de Comercialização poderá ser realizada provisoriamente por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC) enquanto não for concluída a respectiva adaptação do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), em caso de início de operação de empreendimentos de geração abrangidos pela atualização da REN nº 1.031/2022.

§2º A CCEE fica autorizada a proceder com a reapuração de desconto referente a diferença entre as metodologias, considerando as datas de vigência da Medida Provisória nº 998, de 1º de setembro 2020, e da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em 1º de XXXXXX de 2024.

(Ajustar data conforme o parágrafo único do art. 4º do Decreto 10.139/2019

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D10139.htm)

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO I

Novas versões dos módulos das Regras de Comercialização de Energia Elétrica

Módulo	Vigência	Versão aprovada
02 - Medição Contábil	Janeiro de 2025	xxxxxx
15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	Janeiro de 2025	xxxxxx



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº , DE DE DE 2024.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo 48500.001367/2016-10, 48500.001657/2012-21, 48500.003090/2015-71, 48500.004982/2014-16, 48500.000757/2013-11 e 48500.004685/2003-20, decide estabelecer para as usinas listadas no Anexo I que o percentual de redução a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e de Distribuição – TUST e TUSD, somente será aplicado se o início da operação comercial de todas as unidades geradoras das respectivas usinas ocorrer no prazo de até quarenta e oito meses, contados da data da sua outorga, em atendimento ao inciso I, do §1º-C, do art. 26, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

ANEXO I

Usina	Fonte	CEG	Razão Social	CNPJ	Potência [kW]	Município	UF	Autorização	Nº	Data da Autorização
A	PCH	037568-3	Energética das Emas Ltda	19.822.342/0001-15	10.000	Costa Rica	MS	Resolução	10926	13/12/2021
Cavernoso VIII	PCH	034117-7	Energética Rodão Ltda	18.475.126/0001-88	5.200	Goioxim, Guarapuava	PR	Resolução	10726	28/10/2021
Espraiado	PCH	035526-7	Cia. Bom Sucesso de Eletricidade	83.053.736/0001-55	29.000	Timbó Grande, Irineópolis	SC	Resolução	10970	22/12/2021
São Luís	PCH	037258-7	Tito Produtora de Energia Elétrica SPE Ltda.	29.369.506/0001-54	30.000	Clevelândia, Honório Serpa	PR	Resolução	10971	17/12/2021
Diamantino (Antiga Sumidouro)	PCH	037329-0	Hidroelétrica Diamantino Ltda	44.461.290/0001-46	13.300	Diamantino	MT	Despacho	3451	17/10/2023

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

DESPACHO DE DE DE 2024.

Nº . **Processo:** 48500.001367/2016-10, 48500.001657/2012-21, 48500.003090/2015-71, 48500.004982/2014-16, 48500.000757/2013-11 e 48500.004685/2003-20. **Interessados:** listados nos Anexos I da íntegra. **Decisão:** estabelecer que o percentual de redução a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e de Distribuição – TUST e TUSD, somente será aplicado se o início da operação comercial de todas as unidades geradoras das respectivas usinas ocorrer no prazo de até quarenta e oito meses, contados da data da sua outorga, em atendimento ao inciso I, do §1º-C, do art. 26, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para as usinas listadas no Anexo I. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

regras de
comercialização

Medição Contábil

versão **2025.X.X**

ccee

ÍNDICE

MEDIÇÃO CONTÁBIL	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	4
2. <i>Detalhamento das Etapas da Medição Contábil</i>	10
2.1. Agregação dos Dados de Pontos de Medição	10
2.2. Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração	16
2.3. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração	22
2.4. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração	28
3. <i>Anexos</i>	39
3.1. Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade	39
3.2. Anexo II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas	45
3.3. Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos	56
3.4. Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina	72
3.5. Anexo V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada	81
3.6. Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição	99

Medição Contábil

1. Introdução

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

Esse processo, é subsequente ao módulo de “Medição Física”, que trata dos dados coletados a partir do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE).

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

O objetivo do módulo “Medição Contábil” é determinar:

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

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

Este módulo envolve:

Todos os agentes com ativos de Geração ou Consumo modelados.

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

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

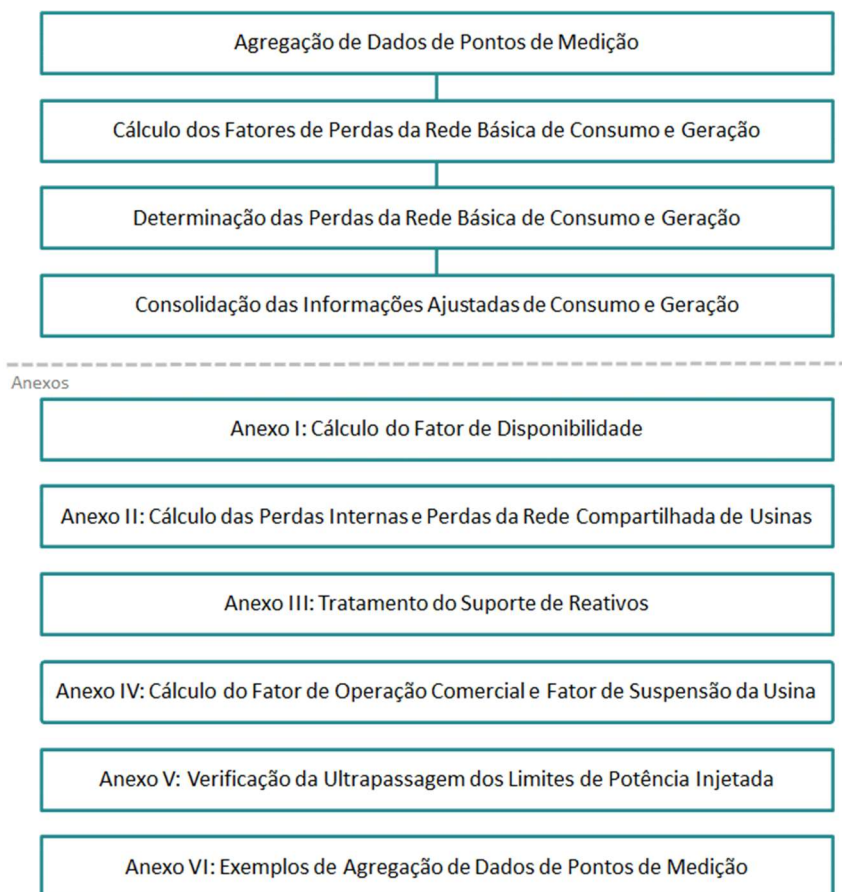


Figura 1: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

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

- **Agregação de Dados de Pontos de Medição:** responde pelo endereçamento, para cada agente, das medições em termos de ativos e suas respectivas parcelas, atendendo às características e particularidades de cada instalação.
- **Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** calcula, em valores percentuais, os fatores de perdas da Rede Básica associados às quantidades sujeitas a este ajuste.
- **Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** estabelece os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.
- **Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração:** ajusta os montantes gerados e consumidos, de acordo com as perdas da Rede Básica calculadas anteriormente, e consolida as informações por agente.
- **Anexos**
 - **Cálculo do Fator de Disponibilidade:** identifica os fatores de disponibilidade utilizados para ajuste da garantia física média parcial, da garantia física das usinas hidráulicas e da garantia física das usinas não hidráulicas. Tal fator

é usado, ainda, para determinar a indisponibilidade das usinas comprometidas com CCEAR na modalidade disponibilidade de energia.

- **Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas:** estabelece os valores de perdas internas de usinas, com o objetivo de ajustar o lastro para comercialização e dados determinados na barra desses empreendimentos. Inclui-se neste cálculo, além das perdas internas, o consumo próprio da usina para a manutenção de seus respectivos serviços auxiliares. Este Anexo também estabelece o cálculo das perdas da Rede Compartilhada, que se faz necessário quando a Garantia Física das usinas, está definida no Ponto de Medição Individual – PMI das usinas.
- **Tratamento do Suporte de Reativos:** identifica as grandezas relacionadas à prestação de Serviços Ancilares por suporte de reativos das usinas, passíveis de ressarcimento pelos agentes, seguindo a legislação vigente.
- **Cálculo do Fator de Operação Comercial:** apura os fatores de ajuste da garantia física sazonalizada das usinas, em função do número de unidades geradoras em operação comercial em cada período de comercialização.
- **Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada:** Verifica a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada para as usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, para fins de comprovação do direito à venda de energia incentivada e/ou especial
- **Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição:** apresenta uma lista de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

1.1.2. Agregação de dados de pontos de medição

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

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

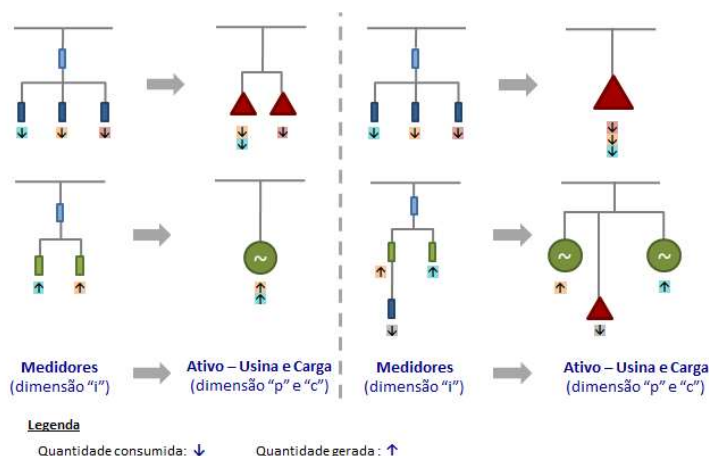


Figura 2: Exemplo de representação da agregação dados de pontos de medição para ativos

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

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

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

1.1.3. Ativos e parcelas de ativos

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

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

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

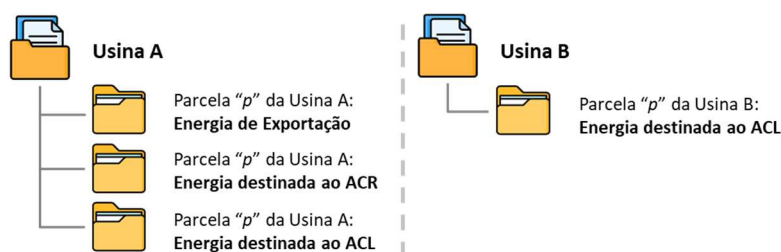


Figura 3: Esquema de modelagem de parcelas “p” de uma usina A ou B

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

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

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

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

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

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

- **Centrais Geradoras Associadas:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com outorgas autorizativas separadas, que compartilham física e contratualmente (CUST) o mesmo ponto de conexão, sendo obrigatória a medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas “p” individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas “p”.
- **Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e optaram pela medição individualizada por fonte. Portanto, como é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem

de cada ativo deve corresponder a parcelas de usinas “p” individualizadas, devendo ser apontada a relação de associação entre ambas as parcelas “p”.

- **Centrais Geradoras Híbridas sem separação de medição:** trata-se de dois ativos de fontes de geração distintas, com única outorga autorizativa, que compartilham o mesmo ponto de conexão e não optaram pela medição individualizada por fonte. Tal opção apenas pode ocorrer, caso as fontes em questão não sejam despacháveis pelo ONS, conforme consta nos Procedimentos de Rede. Portanto, como não é possível medir separadamente a geração de cada fonte, a modelagem de ambos os ativos devem corresponder a uma única parcela de usinas “p”.

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

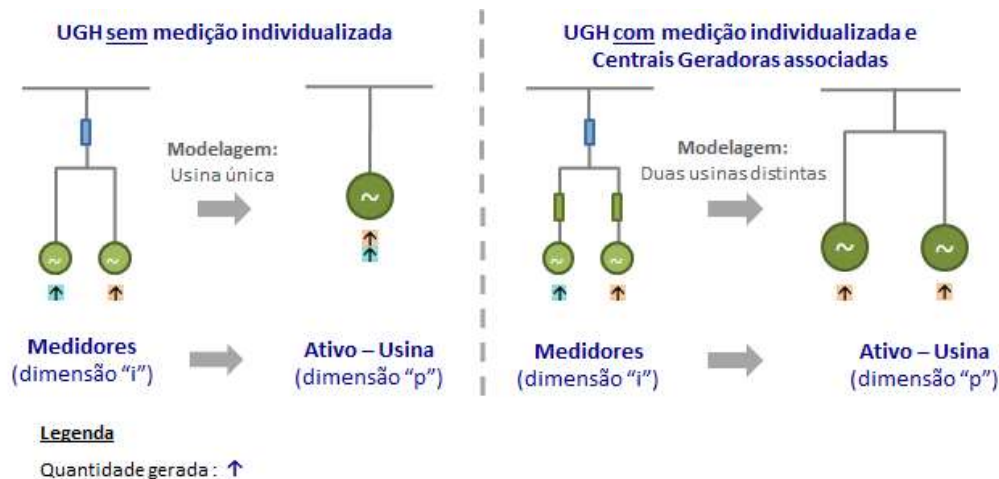


Figura 4 - Representação da modelagem dos possíveis arranjos de usinas híbridas

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

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

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

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

Esse efeito encontra-se ilustrado na Figura 5:

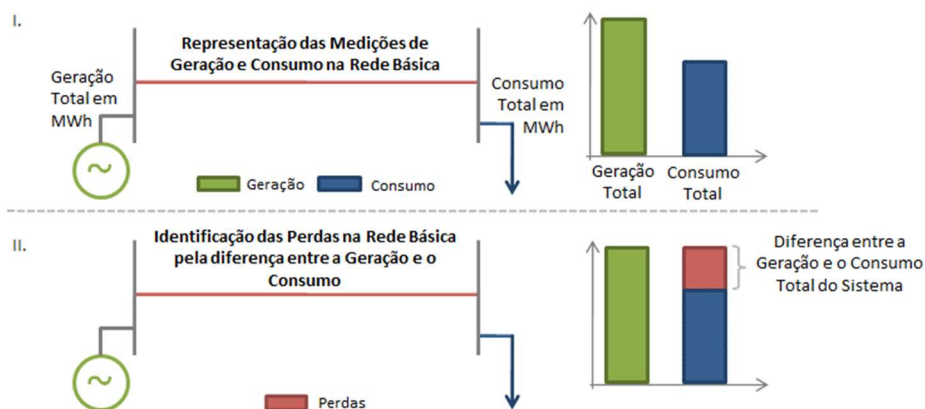


Figura 5: Cálculo das Perdas da Rede Básica

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

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



Figura 6: Representação do Rateio de Perdas da Rede Básica

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

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

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

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

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

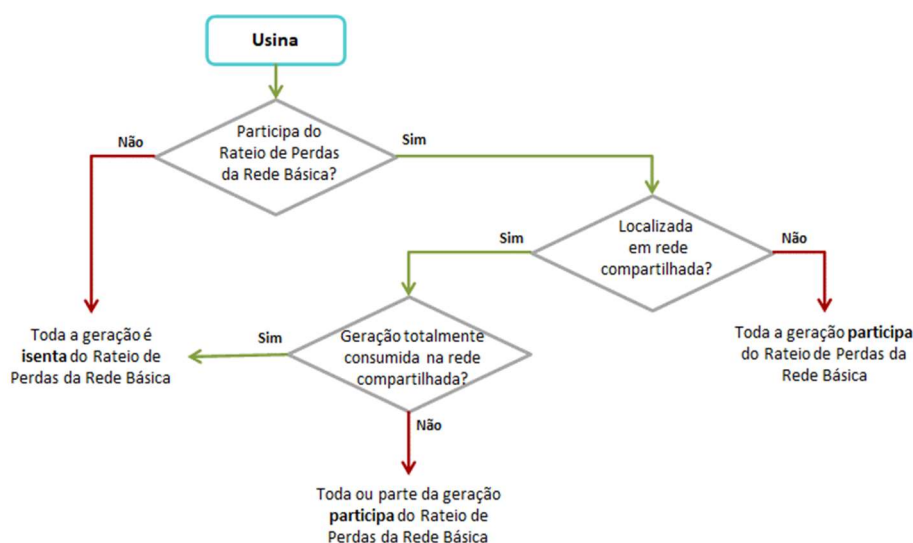


Figura 7: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para usinas

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

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

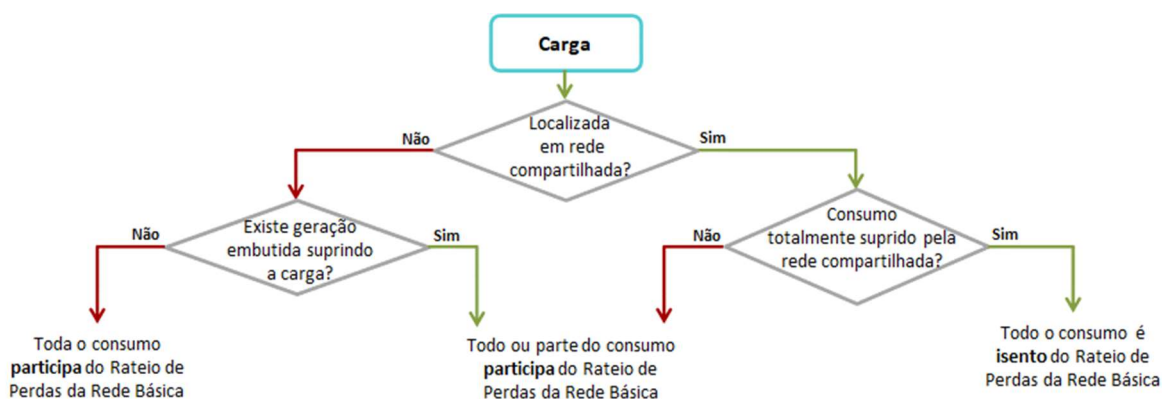


Figura 8: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para pontos de consumo

1.1.7. Consolidação das informações ajustadas

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

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

Concluído o processo de ajuste dos dados de medições contábeis, ocorre a consolidação das informações de consumo e geração de propriedade de cada agente, por período de comercialização e submercado (N, NE, SE/CO e S).

2. Detalhamento das Etapas da Medição Contábil

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

2.1. Agregação dos Dados de Pontos de Medição

Objetivo:

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

Contexto:

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

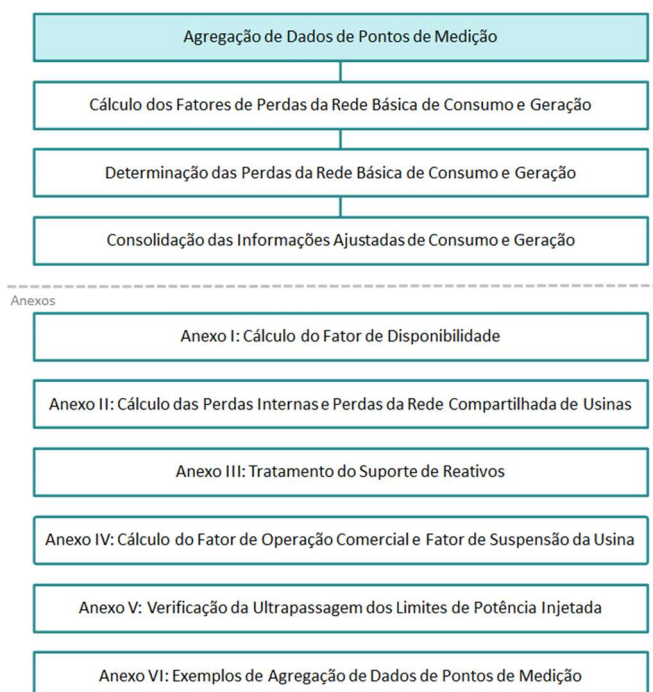


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.1.1. Detalhamento do Processo de Agregação de Dados de Pontos de Medição

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

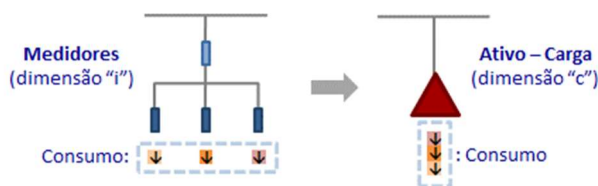


Figura 10: Exemplo de representação da agregação de dados de uma planta industrial com diversos pontos de medição associados

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

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

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

2.1.2. Dados de Entrada para Agregação de Dados de Pontos de Medição

CAP_{i,j}	Capacidade Instalada	
	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_{T,p}	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade instalada total da usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
INF_TESTE_{p,j}	Fator de Teste Informado pelo Agente	
	Descrição	Informação de Teste associada à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
M_{C,i,j}	Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
M_{C_PRB,i,j}	Medição Ajustada Final do Canal C do ponto de medição que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de consumo, por período de comercialização “j”, por ponto de medição “i” ajustadas pela topologia em árvore, que participam da Rede Básica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
M_{G,i,j}	Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Medição Ajustada Final do Canal G do ponto de medição que Participa da Rede Básica	
M_G_PRB_{i,j}	Descrição Informação medida de geração por período de comercialização "j", por ponto de medição "i" ajustadas pela topologia em árvore que participam da Rede Básica
	Unidade MWh
	Fornecedor Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero

2.1.3. Dados de Saída do Processo de Agregação de Dados de pontos de medição

Medição Bruta da Usina em Operação Comercial		
MBU_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo Não Ajustada da carga		
MED_C_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica		
MED_C_PRB_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_CG_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica		
MED_CG_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Desconsiderada Não Ajustada da Usina		
MED_GD_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração desconsiderada, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_G_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina		
MED_GT_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_GT_PRB_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

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

Objetivo:

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

Contexto:

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

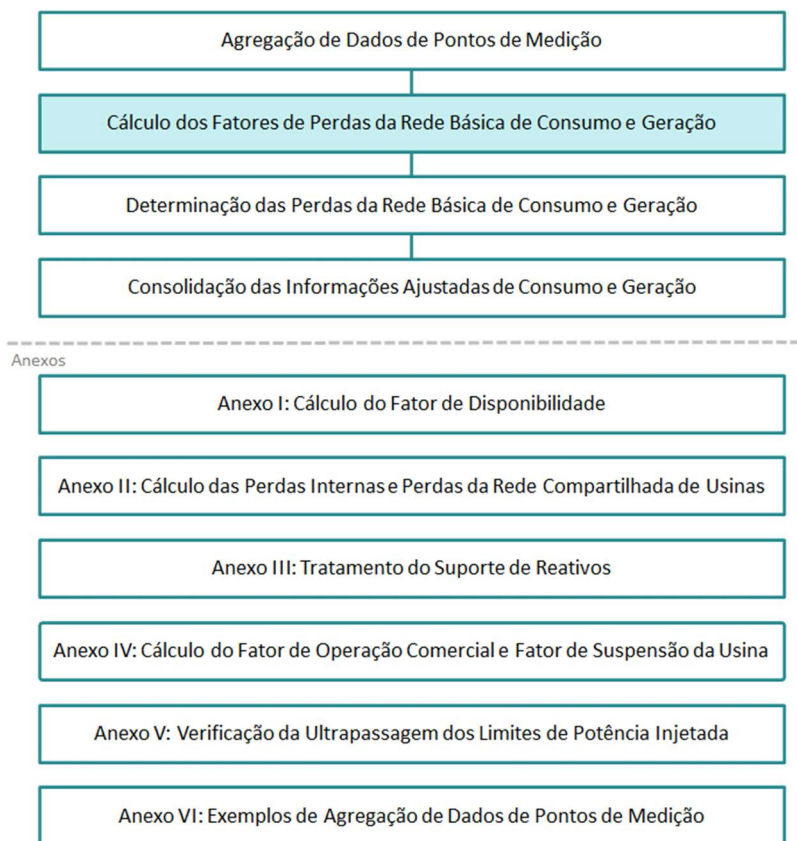


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.2.1. Detalhamento do Cálculo dos Fatores de Perdas de Consumo e Geração

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

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

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

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

$$TOT_P_j = TOT_G_j - TOT_C_j$$

Onde:

TOT_P_j é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT_G_j é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT_C_j é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

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

$$TOT_G_j = \sum_p (MED_G_{p,j} + MED_GT_{p,j})$$

Onde:

TOT_G_j é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

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

$$TOT_C_j = \sum_c MED_C_{c,j} + \sum_p MED_CG_{p,j}$$

Onde:

TOT_C_j é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

■ Cálculo do Fator de Perdas de Geração

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

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

$$XP_GLF_j = \frac{TOT_GP_j - \frac{TOT_P_j}{2}}{TOT_GP_j}$$

Onde:

TOT_GP_j é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

TOT_P_j é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

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

$$TOT_GP_j = \sum_{p \in PPRB} (MED_G_PRB_{p,j} + MED_GT_PRB_{p,j})$$

Onde:

TOT_GP_j é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

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

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

$$UXP_GLF_{p,j} = XP_GLF_j$$

Caso contrário:

$$UXP_GLF_{p,j} = 1$$

Onde:

$UXP_GLF_{p,j}$ é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

■ Cálculo do Fator de Perdas de Consumo

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

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

$$XP_CLF_j = \frac{TOT_CP_j + \frac{TOT_P_j}{2}}{TOT_CP_j}$$

Onde:

TOT_P_j é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT_CP_j é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

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

$$TOT_CP_j = \sum_{p \in PPRB} MED_CG_PRB_{p,j} + \sum_c MED_C_PRB_{c,j}$$

Onde:

TOT_CP_j é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

$MED_CG_PRB_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

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

$MED_C_PRB_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

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

MED_C_{c,j}	Medição de Consumo Não Ajustada da carga	
	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_C_PRB_{c,j}	Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_CG_{p,j}	Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada	
	Descrição	Informação medida de consumo da geração agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_G_{p,j}	Medição de Geração Não Ajustada da Usina	
	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_G_PRB_{p,j}	Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_GT_{p,j}	Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina	
	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_GT_PRB_{p,j}	Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica	
	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica associada a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2.3. Dados de Saída do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo

Consumo Total Participante do Rateio de Perdas		
TOT_CP_j	Descrição	Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Geração Total Participante do Rateio de Perdas		
TOT_GP_j	Descrição	Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	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", por 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.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Consumo		
XP_CLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	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.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

Objetivo:

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

Contexto:

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

A Figura 12 exhibe a posição dessa etapa do cálculo em relação ao módulo “Medição Contábil”:

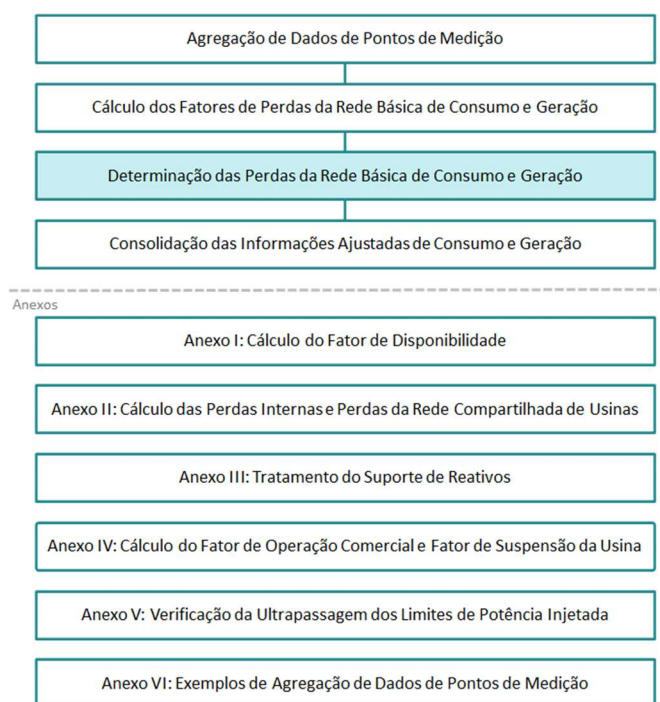


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

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

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

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

$$PERDAS_{C_{c,j}} = MED_{C_PRB_{c,j}} * (XP_CLF_j - 1)$$

Onde:

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

$MED_{C_PRB_{c,j}}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

- As perdas da Rede Básica, associadas às parcelas de usina, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração participante das perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração

apurado. Assim, para as parcelas de usina não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

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

$$PERDAS_G_{p,j} = MED_G_PRB_{p,j} * (1 - XP_GLF_j)$$

Caso contrário:

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

Onde:

PERDAS_G_{p,j} corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_G_PRB_{p,j} é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 7 As perdas da Rede Básica, associadas à geração de teste das usinas, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração de teste participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração de Teste, conforme apresentado nas expressões a seguir:

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

$$PERDAS_GT_{p,j} = MED_GT_PRB_{p,j} * (1 - XP_GLF_j)$$

Caso contrário:

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

Onde:

PERDAS_GT_{p,j} corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_GT_PRB_{p,j} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

XP_GLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 8 As perdas da Rede Básica associadas ao consumo da usina são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de consumo da geração participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de consumo apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Consumo da Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

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

$$PERDAS_CG_{p,j} = MED_CG_PRB_{p,j} * (XP_CLF_j - 1)$$

Caso contrário:

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

Onde:

PERDAS_CG_{p,j} corresponde às Perdas do Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED_CG_PRB_{p,j} é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP_CLF_j é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

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

Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica		
MED_C_PRB_{c,j}	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica		
MED_CG_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_G_PRB_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica		
MED_GT_PRB_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Rateio de Perdas de Consumo		
XP_CLF_j	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), 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
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

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

Perdas de Consumo		
PERDAS_C_{c,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga "c", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Consumo da Geração		
PERDAS_CG_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Geração		
PERDAS_G_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perdas de Geração de Teste		
PERDAS_GT_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

Objetivo:

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

Contexto:

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

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

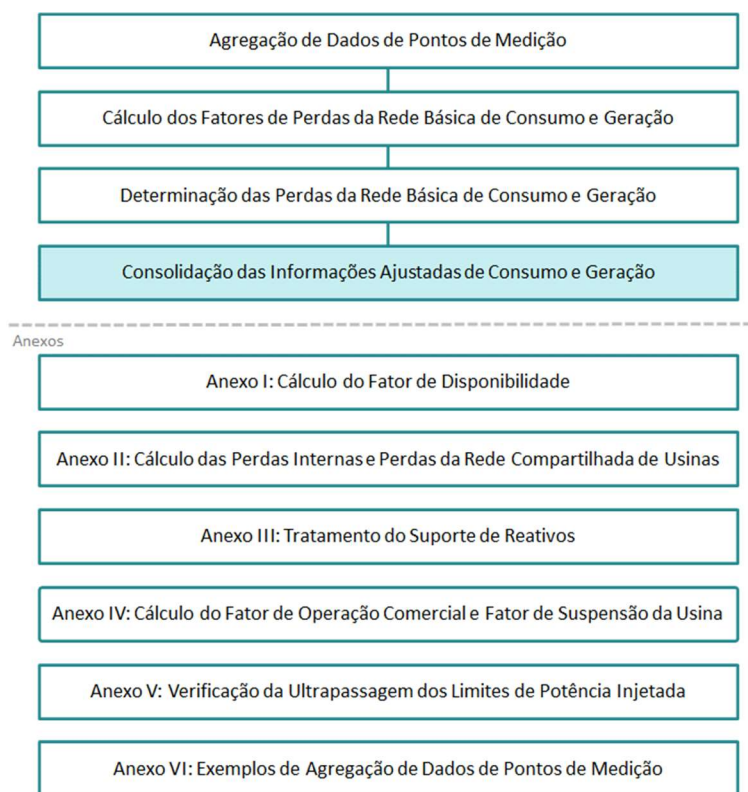


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

2.4.1. Detalhamento da Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

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

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

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

Onde:

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

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_G_{p,j}$ corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

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

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

$$GFT_{p,j} = MED_GT_{p,j} - \sum_{p \in PP} PERDAS_GT_{p,j}$$

Onde:

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

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_GT_{p,j}$ corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

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

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

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

Onde:

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

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

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

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

$$CGF_{p,j} = MED_CG_{p,j} + \sum_{p \in PP} PERDAS_CG_{p,j}$$

Onde:

$CGF_{p,j}$ é o Consumo da Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_CG_{p,j}$ corresponde às Perdas de Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

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

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

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

Onde:

$TGG_{C_{a,s,j}}$ é o Consumo de Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CGF_{p,j}$ é o Consumo de Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

- 14 O consumo final, ou reconciliado, de uma carga é determinado por período de comercialização, por meio do ajuste das perdas da Rede Básica associadas à carga, de acordo com a seguinte expressão:

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

Onde:

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$MED_{C_{c,j}}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

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

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

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

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

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

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

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

$$RC_{CAT_{c,j}} = \min \left(RC_{c,j}; \left(QM_{REG_{c,m}} * \frac{RC_{c,j}}{\sum_m RC_{c,j}} \right) * \frac{RC_{c,j}}{MED_{C_{c,j}}} \right)$$

Onde:

$RC_{CAT_{c,j}}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$QM_{REG_{c,m}}$ é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no mês de apuração “m”

$MED_{C_{c,j}}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

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

$$RC_CAT_{c,j} = \min \left(RC_{c,j}; \left(Q_REG_{c,j} * \frac{RC_{c,j}}{MED_C_{c,j}} \right) \right)$$

Onde:

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$Q_REG_{c,j}$ é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no período de comercialização “j”

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

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

$$RC_CAT_{c,j} = 0$$

Onde:

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

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

$$RC_AL_{c,j} = RC_{c,j} - RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$RC_AL_{c,j}$ é o Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

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

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

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

$$TRC_CAT_D_G_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in CAT_D_G}} RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC_CAT_D_G_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“CAT_D_G” é o conjunto de parcelas de cargas, atendidas pelo agente “a”

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

$$TRC_CAT_CL_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC_CAT_CL_{a,s,j}$ é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC_CAT_{c,j}$ é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização

21 O Total de Consumo do Agente é determinado pela soma do consumo de todas as cargas do agente, por submercado e período de comercialização “j”, sendo que para os consumidores livres é abatido o seu consumo cativo apurado e para os distribuidores é somado o consumo cativo dos consumidores livres, de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC_{c,j} - TRC_CAT_CL_{a,s,j} + TRC_CAT_D_G_{a,s,j}$$

Onde:

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

$RC_{c,j}$ é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

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

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

2.4.2. Detalhamento do percentual prévio de atendimento consumo pelas cotas do PROINFA

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

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

$$MPERCENT_PFA_PRE_m = \frac{\sum_{a^*} MONT_PFA_{a^*,m}}{\max\left(0; \sum_{j \in m} \sum_a \sum_s (TRC_{a,s,j} * F_TRC_FAT_{\alpha,f}) - \left(\frac{\sum_{m \in 12M} \sum_p \sum_c G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}}{\sum_{m \in 12M} M_HORAS_m} * M_HORAS_m\right)\right)}$$

Onde:

$MPERCENT_PFA_PRE_m$ é o Percentual Preliminar de Cobertura do Consumo Atendido pelas Cotas do PROINFA, no mês de apuração "m"

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

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

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

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

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

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

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

Importante:

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

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

2.4.3. Dados de Entrada para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

Geração Para Abatimento de Carga de Referência		
G_SEG_ENER_ATIV_{p,c,m}	Descrição	Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de contratos do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_CG_{p,j}	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina		
MED_GT_{p,j}	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA		
MONT_PFA_{a,m}	Descrição	Quantidade Mensal para fins de Rateio das Cotas do PROINFA, referente ao perfil de agente comercializador do PROINFA “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Modulação de Cotas do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perdas de Consumo		
PERDAS_C_{c,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perdas de Consumo da Geração		
PERDAS_CG_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perdas de Geração		
PERDAS_G_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perdas de Geração de Teste		
PERDAS_GT_{p,j}	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor		
Q_REG_{c,j}	Descrição	Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor		
QM_REG_{c,m}	Descrição	Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Percentual de proporção entre mercado faturado e contabilizado	
F_TRC_FAT_{α,f}	Percentual relativo a proporção do mercado faturado em relação ao contabilizado, para o agente "α", no ano de apuração "f"
Unidade	n.a.
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivo ou Zero

2.4.4. Dados de Saída para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

Consumo da Geração Final da Usina		
CGF_{p,j}	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina “p” ajustado, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final de Teste da Usina		
GFT_{p,j}	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Reconciliado da Carga		
RC_{c,j}	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo no Ambiente Livre		
RC_AL_{c,j}	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Cativo		
RC_CAT_{c,j}	Descrição	Consumo de energia ajustado da parcela cativa da carga parcialmente livre “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Total do Agente		
TGG_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente “a” no submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo de Geração Total do Agente		
TGGC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo da geração de cada perfil de agente “a” no submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor ou Gerador		
TRC_CAT_D_G_{a,s,j}	Descrição	Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre		
TRC_CAT_CL_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído a cada perfil de agente “a”, pertencendo à classe de consumidor livre, por submercado “s”, período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3. Anexos

3.1. Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade

Objetivo:

Identificar os Fatores de Disponibilidade a serem aplicados às usinas.

Contexto:

O Fator de Disponibilidade é utilizado para:

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

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

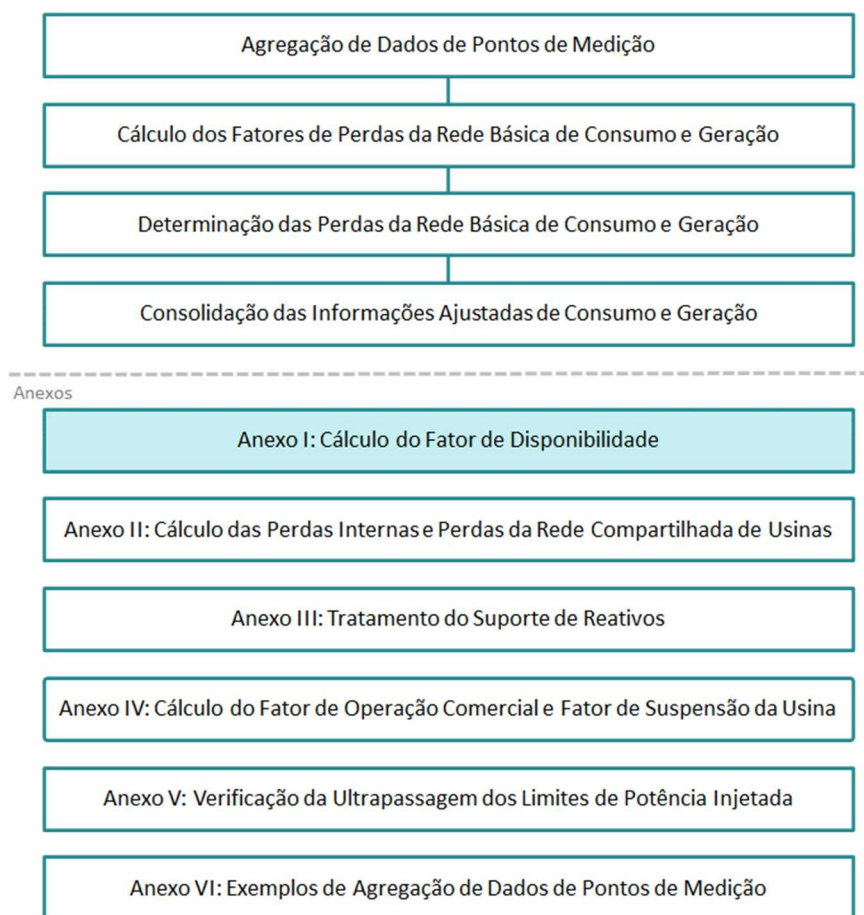


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Disponibilidade

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

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

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

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

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

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

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

Caso contrário:

$$F_DISP_{p,m} = F_DISP_PRE_{p,m}$$

Onde:

$F_DISP_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F_DISP_PRE_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

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

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

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

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

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

$$F_DISP_PRE_{p,m} = \min\left(1; \frac{ID_{p,m}}{ID_REF_{p,m}}\right)$$

Onde:

$F_DISP_PRE_{p,m}$ é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

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

$ID_REF_{p,m}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

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

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

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

Onde:

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

$TEIFa_{p,m}$ é a Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

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

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

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

Onde:

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

- 24.7 Os Índices de Referência de Disponibilidade das usinas, durante o mês de apuração, são estabelecidos da mesma forma que os Índices de Disponibilidade Verificados, ou seja, de acordo com as modalidades de despacho, da seguinte forma:
- 24.8 Para usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, ou para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo I com CVUou IIA, o Índice de Referência de Disponibilidade da usina é dado pela multiplicação do complementar aritmético das taxas de referência de interrupções forçadas e programadas nos termos da expressão:

$$ID_REF_{p,m} = (1 - REF_TEIF_{p,m}) * (1 - REF_TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID_REF_{p,m}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF_TEIF_{p,m}$ é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF_TEIP_{p,m}$ é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

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

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

Onde:

$ID_REF_{p,m}$ é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

3.1.2. Dados de Entrada do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

Taxa de Referência de Interrupções Forçadas		
REF_TEIF_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa de Referência de Interrupções Programadas		
REF_TEIP_{p,m}	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro		
QM_GF_LAS_{p,m}	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Módulo de Garantia Física (Anexo I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas		
TEIF_{p,m}	Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Taxa Equivalente de Interrupções Programadas		
TEIP_{p,m}	Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho do tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

Fator de Disponibilidade		
F_DISP_{p,m}	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Índice de Disponibilidade Verificado		
ID_{p,m}	Descrição	Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Índice de Referência de Disponibilidade		
ID_REF_{p,m}	Descrição	Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2. Anexo II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas

Objetivo:

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

Contexto:

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

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

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada é necessário caso a Garantia Física das usinas, estabelecidas em ato regulatório, estejam definidas nos Pontos de Medição Individual – PMI das usinas. Para que todas as usinas tenham o mesmo tratamento, as usinas com Garantia Física vinculado ao PMI deverão possuir um ajuste específico.

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

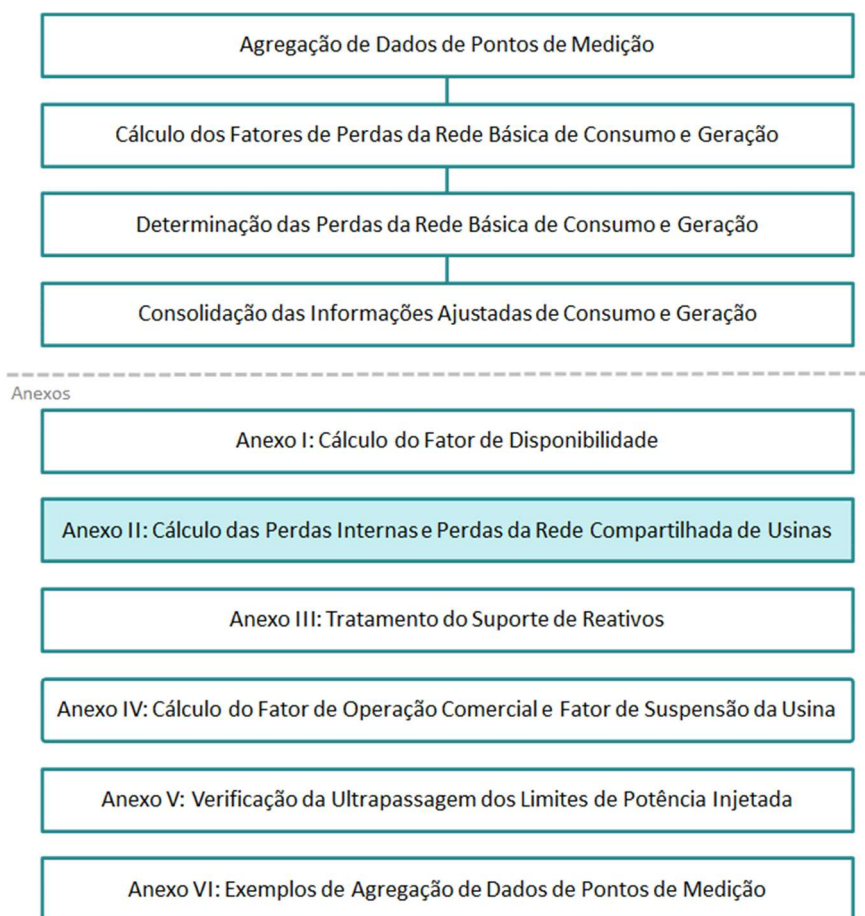


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.2.1. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

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

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

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

▪ Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas

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

$$PDI_MED_{p,j} = \max\left(0; \left(\max(0, MBU_{p,j}) - (MED_G_{p,j} - MED_CG_{p,j} * F_COMERCIAL_{p,j})\right)\right)$$

Onde:

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

Importante:

A aplicação do acrônimo $F_COMERCIAL_{p,j}$ no $MED_CG_{p,j}$, tem o intuito de se considerar somente os valores de $MED_CG_{p,j}$ das unidades geradoras que se encontram em operação comercial. Não é necessário aplicar o acrônimo $F_COMERCIAL_{p,j}$ no $MED_G_{p,j}$, pois esse acrônimo já considera valores somente das unidades geradoras em operação comercial.

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

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

$$F_PDI_{p,j} = \frac{\max\left(0; (MBU_{p,j} - PDI_MED_{p,j})\right)}{MBU_{p,j}}$$

Onde:

$F_PDI_{p,j}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

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

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

$$F_{PDI_{p,j}} = (1 - PPI_p)$$

Onde:

$F_{PDI_{p,j}}$ é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

PPI_p é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

▪ **Cálculo das Perdas Internas Média das Usinas**

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

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

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

$$F_{PDI_GF_{p,f}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{PDI_GF_{p,f}} = F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$$

Onde:

$F_{PDI_GF_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

Importante:

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

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

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

Usinas enquadradas na condicional onde há necessidade do cálculo do fator

$F_PDI_GF_PRE$:

$$F_PDI_GF_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

Demais Usinas:

$$F_PDI_GF_{p,f} = 1$$

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

$$F_PDI_GF_{p,f} = \frac{(F_PDI_GF_ANT_{p,f} * GFANT_p * HORAS_GFANT_{p,m}) + (F_PDI_GF_{p,f} * GF_p * HORAS_GF_{p,m})}{(GFANT_p * HORAS_GFANT_{p,m}) + (GF_p * HORAS_GF_{p,m})}$$

Onde:

$F_PDI_GF_{p,f}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F_PDI_GF_ANT_{p,f}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

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

GF_p é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$HORAS_GFANT_{p,m}$ é a Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$HORAS_GF_{p,m}$ é a Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 27.3 O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas termoelétricas programadas com CVU, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da disponibilidade verificada das unidades geradoras nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo: [PDI]

$$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI_MED_{p,j} + ADDC_PDI_MED_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \sum_{i \in p} DV_{i,j} + ADDC_PDI_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DV_{i,j}$ é a Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ADDC_PDI_MED_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

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

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

Importante:

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

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

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

$$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI_MED_{p,j} + ADDC_PDI_MED_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \max(0, MBU_{p,j}) + ADDC_PDI_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F_{PDI_GF_PRE_{p,f}}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI_MED_{p,j}$ é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

$ADDC_PDI_MED_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC_PDI_M_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, com efeito no MBU_Mensal

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

Importante:

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

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

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

$$F_PDI_GF_PRE_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

$$\forall m = agosto$$

Onde:

$F_PDI_GF_PRE_{p,f}$ é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

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

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

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

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

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

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

Se $\sum_{i \in p} M1_G_{i,j} = 0$ ou se a parcela de usina “p” NÃO tiver sua Garantia Física publicada calculada no PMI:

$$F_PRC_GF_{p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PRC_GF_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{j \in 12MA} \left((\sum_{i \in p} M1_G_{i,j}) * (1 - F_TESTE_{p,j}) + ADDC_M1_G_{i,j} \right)}{\sum_{j \in 12MA} \left((\sum_{i \in p} M0_G_{i,j}) * (1 - F_TESTE_{p,j}) + ADDC_M0_G_{i,j} \right)} \right)$$

Onde:

$F_PRC_GF_{p,j}$ é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M1_G_{i,j}$ é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC_M1_G_{i,j}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $M1_G$ do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M0_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$ADDC_M0_G_{i,j}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do $M0_G$ do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

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

Importante:

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

3.2.3. Dados de Entrada do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

ADDC_MO_G_{i,j}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M0_G	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M0_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ADDC_M1_G_{i,j}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M1_G	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M1_G do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ADDC_PDI_M_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo de perdas internas	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_PDI_MED_M_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD com efeito no cálculo do PDI_MED	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina "p", no mês de Apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
DV_{i,j}	Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora	
	Descrição	Quantidade final de energia que uma unidade geradora associada a uma parcela de usina "p", é tecnicamente capaz de produzir em um período de comercialização "j", quando da realização do despacho da usina não hidráulica pelo ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
F_PDI_GF_ANT_{p,f}	Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas	
	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

F_TESTE_{p,j}	Fator de Teste	
	Descrição	Fator de Teste associado à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GF_p	Garantia Física	
	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico.
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFANT_p	Garantia Física anterior ao aumento ou redução de Garantia Física	
	Descrição	Garantia Física da parcela de usina "p", anterior ao aumento ou redução de Garantia Física
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
HORAS_GF_{p,m}	Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física	
	Descrição	Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
HORAS_GFANT_{p,m}	Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física	
	Descrição	Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MBU_{p,j}	Medição Bruta da Usina em Operação Comercial	
	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MED_CG_{p,j}	Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada	
	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração não ajustada, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Ajuste na Agregação de Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição Integralizada do canal G do ponto de medição		
MO_G_{i,j}	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição "i", por período de comercialização "j" não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição Ajustada do canal G do ponto de medição		
M1_G_{i,j}	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição "i", por período de comercialização "j", ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física		
PPIM_{p,f}	Descrição	Relação entre a expectativa média anual de perdas e a capacidade total instalada das usinas. A expectativa média de perdas refere-se ao consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina e as perdas de rede exclusiva quando a usina estiver gerando, com base em um horizonte de 60 meses
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de Perda Interna Total da Usina		
PPI_p	Descrição	Relação entre o montante de perdas aferidos quando a usina atingir sua plena capacidade de produção, e a capacidade total instalada. O montante de perdas refere-se à diferença entre a medição da geração realizada na barra das Unidades Geradoras e a medição no ponto de conexão, ou seja, considerando as perdas de rede exclusiva e o consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2.4. Dados de Saída do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

Fator de Abatimento das Perdas Internas		
F_PDI_{p,j}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas		
F_PDI_GF_{p,f}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada		
F_PRC_GF_{p,j}	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Perda Interna Medida		
PDI_MED_{p,j}	Descrição	Perda Interna Medida da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.3. Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

Objetivo:

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

Contexto:

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

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

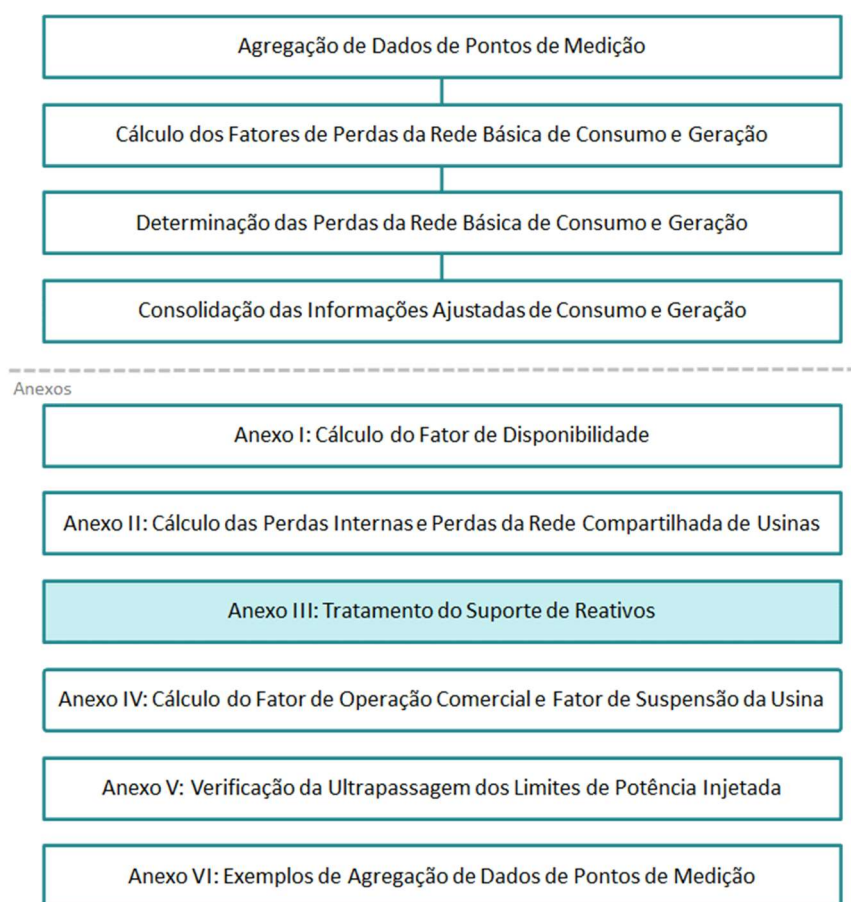


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

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

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

- 29 A Medição Bruta Líquida corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição de geração bruta, “i”, de unidades geradoras de usinas, por período de coleta (5 minutos). A Medição Bruta Líquida é a base para cálculo da compensação síncrona de usinas que possuem medição de bruta de unidades geradoras, sendo dada pela expressão:

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

Onde:

$MBU_{Z_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

$SCDE_{G_{i,z}}$ é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

$SCDE_{C_{i,z}}$ é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

Representação Gráfica:

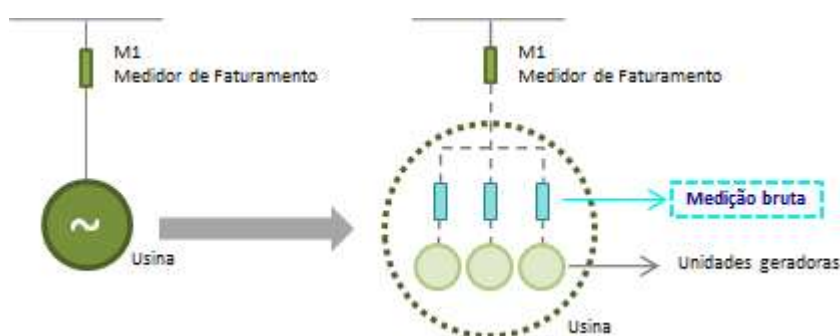


Figura 17: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento e de bruta por unidade geradora

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

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

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

Caso contrário:

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

Onde:

$MBU_{CS_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

$MBU_{Z_{i,z}}$ é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

- 31 A Medição Bruta de Energia Reativa de Compensação Síncrona é definida em Mvar.h para cada unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, que esteja prestando serviços ancilares de compensação

síncrona. Como a unidade geradora que está prestando o serviço ancilar de compensação síncrona pode operar fornecendo ou absorvendo reativos, ambos são considerados no ressarcimento a ser feito ao agente que prestou este serviço. Desta forma, a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona é dada pela seguinte expressão:

Se $MBU_CS_{i,z} > 0$, então:

$$MRU_CS_{i,z} = \left(\frac{MRU_G_{i,z} + MRU_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MRU_CS_{i,z} = 0$$

Onde:

$MRU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$MBU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$MRU_C_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

$MRU_G_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

3.3.2. Detalhamento do Tratamento do Suporte de Reativos prestados por Usinas que Não Possuem Medição de Geração Bruta atuando como Compensador Síncrono

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

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

$$MLPM_Z_{i,z} = \left(\frac{SCDE_G_{i,z} - SCDE_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Onde:

$MLPM_Z_{i,z}$ é a Medição Líquida do Ponto de Medição “i”, no período de coleta “z”

$SCDE_G_{i,z}$ é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

$SCDE_C_{i,z}$ é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

Representação Gráfica:

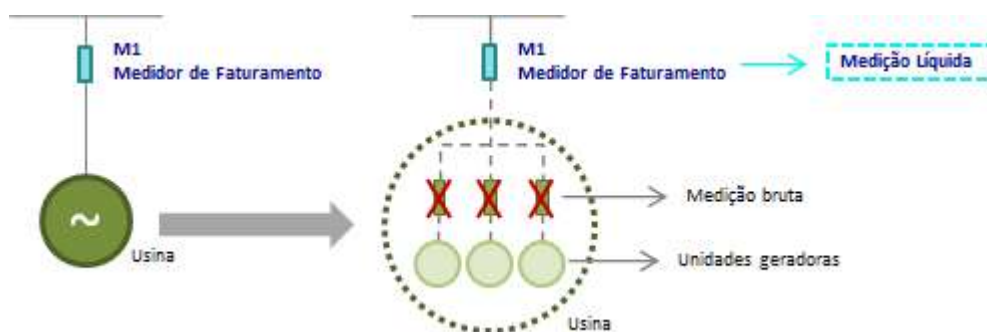


Figura 18: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento de usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora

- 33 A Medição Líquida de Compensação Síncrona é definida com base na Medição Líquida do Ponto de Medição associada aos pontos de medição, para usinas devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar e que não contam com medição bruta por unidade geradora, conforme expressão a seguir:

Se a usina associada ao ponto de medição “i”, estiver prestando serviços ancilares de compensação síncrona, no período de coleta “z”:

$$ML_{CS_{i,z}} = \text{máx}(0, -MLPM_{Z_{i,z}})$$

Caso contrário:

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

Onde:

$ML_{CS_{i,z}}$ é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$MLPM_{Z_{i,z}}$ é a Medição Líquida do Ponto de Medição “i”, no período de coleta “z”

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

Se $ML_{CS_{i,z}} > 0$, então:

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

Caso contrário:

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

Onde:

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

$ML_{CS_{i,z}}$ é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

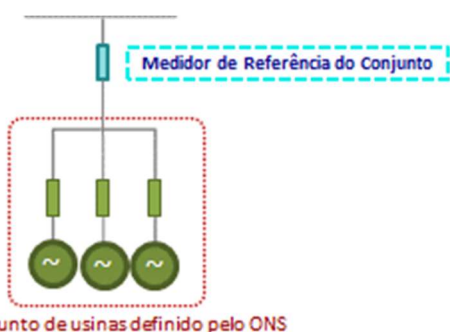
$MRU_{C_{i,z}}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

$MRU_{G_{i,z}}$ é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

3.3.3. Detalhamento do Tratamento do Suporte de Reativos prestados por Conjunto de Usinas

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

- 35 Conforme definido nos Procedimentos de Rede do ONS, os conjuntos de usinas podem ser formados por usinas eólicas e/ou fotovoltaicas, podendo ser ou não de um único agente (proprietário). Os detalhes e critérios utilizados na elaboração dos conjuntos estão dispostos nos Procedimentos de Rede do ONS.
- 36 No caso de conjunto de usinas que prestam suporte de reativos, é necessário determinar o volume de energia ativa e reativa em um ponto de referência do conjunto definido pelo ONS. A partir desses volumes apurados, deve-se verificar se o conjunto atende os requisitos para ter direito à remuneração financeira pela prestação de compensação de reativos.
- 37 Representação Gráfica:



- 38
- 39 Figura 19: Exemplo de representação do Ponto de Referência do Conjunto e das usinas pertencentes ao conjunto definido pelo ONS

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

- 41 Representação Gráfica:

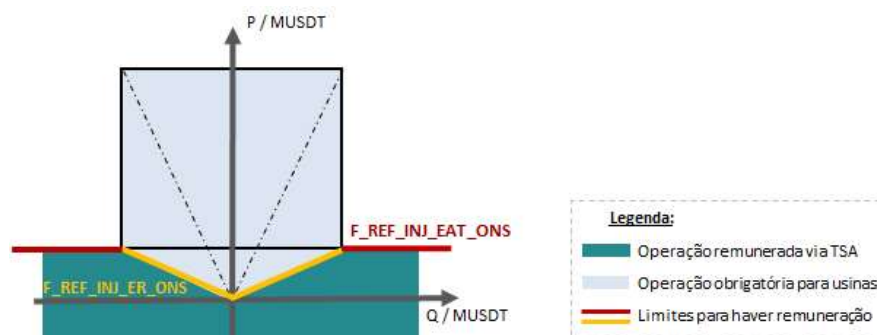


Figura 20: Exemplo da Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão de referência do Conjunto, similar ao existente nos procedimentos de Rede do ONS

- 42 Verificação da energia ativa do Ponto de Referência do Conjunto

- 43 A Medição Líquida dos Pontos de Referência associado ao Conjunto de usinas aptas a prestar suporte de reativos corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos medidores atrelados ao Ponto de Referência do Conjunto, conforme a expressão:

$$MLPR_CONJ_Z_{ig,z} = \sum_{i \in ig} \left(\frac{SCDE_G_{i,z} - SCDE_C_{i,z}}{1000} \right)$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

MLPR_CONJ_Z_{ig,z} é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

SCDE_G_{i,z} é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

SCDE_C_{i,z} é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

Se $MLPR_CONJ_Z_{ig,z} > 0$, então:

$$G_REF_CONJ_Z_{ig,z} = F_REF_INJ_EAT_ONS_{ig,z} * \sum_{p \in PRCONJ} MUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$G_REF_CONJ_Z_{ig,z} = 0$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

G_REF_CONJ_Z_{ig,z} é a Geração de Referência do Ponto de Referência do Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição “ig”, por período de coleta “z”

MLPR_CONJ_Z_{ig,z} é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

F_REF_INJ_EAT_ONS_{ig,z} é o Fator de Referência de Injeção de Energia Ativa definido pelo ONS vinculado ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

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

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

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

Importante:

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

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

$$\text{Se } MLPR_CONJ_Z_{ig,z} < G_REF_CONJ_Z_{ig,z}, \text{ então:}$$

$$MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} = \sum_{i \in ig} \left(\frac{MRU_G_{i,z} - MRU_C_{i,z}}{1000} \right)$$

Caso contrário:

$$MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} = 0$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} é a Medição Preliminar de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto referente ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

MLPR_CONJ_Z_{ig,z} é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

G_REF_CONJ_Z_{ig,z} é a Geração de Referência do Ponto de Referência do Conjunto vinculada ao grupo de pontos de medição “ig”, por período de coleta “z”

MRU_C_{i,z} é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

MRU_G_{i,z} é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

$$LER_PR_CONJ_{ig,z} = F_REF_INJ_ER_ONS_{ig,z} * MLPR_CONJ_Z_{ig,z}$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

LER_PR_CONJ_{ig,z} é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição “ig”, por período de coleta “z”

F_REF_INJ_ER_ONS_{ig,z} é o Fator de Referência de Injeção de Energia Reativa definido pelo ONS vinculado ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

MLPR_CONJ_Z_{ig,z} é a Medição Líquida do Ponto de Referência associado ao Conjunto referente ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

Importante:

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

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

$$\text{Se } MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} > 0 \text{ e } MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} > LER_PR_CONJ_{ig,z}$$

Então:

$$MER_G_PR_CONJ_{ig,z} = MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z}$$

Caso contrário:

$$MER_G_PR_CONJ_{ig,z} = 0$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

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

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

$LER_PR_CONJ_{ig,z}$ é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

$$\text{Se } MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z} > 0 \text{ e } |MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z}| > LER_PR_CONJ_{ig,z}$$

Então:

$$MER_ABS_PR_CONJ_{ig,z} = MPRE_ER_PR_CONJ_{ig,z}$$

Caso contrário:

$$MER_ABS_PR_CONJ_{ig,z} = 0$$

$$\forall ig \in PRSR$$

Onde:

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

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

$LER_PR_CONJ_{ig,z}$ é o Limite de Energia Reativa do Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição "ig", no período de coleta "z"

"PRSR" é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

- 50 Apuração da energia reativa das usinas pertencentes a um conjunto
- 51 A energia reativa de um ponto de referência de um conjunto deve ser rateada entre as usinas participantes do conjunto de forma proporcional à energia reativa de cada usina, levando em consideração se a energia reativa é de geração ou de consumo (absorção).
- 52 A Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto corresponde à diferença entre os volumes injetados e consumidos de energia reativa. É definida em Mvar.h, de acordo com a expressão:

$$MPRE_ER_USI_CONJ_{p,z} = \sum_{i \in p} \left(\frac{MRU_G_{i,z} - MRU_C_{i,z}}{1000} \right)$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

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

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

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

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

"PRSR" é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

Se $MPRE_ER_USI_CONJ_{p,z} > 0$, então:

$$MER_G_USI_CONJ_{p,z} = MPRE_ER_USI_CONJ_{p,z}$$

Caso contrário:

$$MER_G_USI_CONJ_{p,z} = 0$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

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

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

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

"PRSR" é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

Se $MPRE_ER_USI_CONJ_{p,z} < 0$, então:

$$MER_ABS_USI_CONJ_{p,z} = MPRE_ER_USI_CONJ_{i,z}$$

Caso contrário:

$$MER_ABS_USI_CONJ_{p,z} = 0$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Medição de Energia Reativa de Consumo da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$MPRE_ER_USI_CONJ_{p,z}$ é a Medição Preliminar de Energia Reativa da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

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

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

$$ER_G_USI_CONJ_{p,z} = MER_G_PR_CONJ_{ig,z} * \frac{MER_G_USI_CONJ_{p,z}}{\sum_{p \in PRCONJ} MER_G_USI_CONJ_{p,z}}$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall ig \in PRSR$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ER_G_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$MER_G_PR_CONJ_{ig,z}$ é a Medição de Energia Reativa de Geração do Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

$MER_G_USI_CONJ_{p,z}$ é a Medição de Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

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

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

$$ER_ABS_USI_CONJ_{p,z} = \left| MER_ABS_PR_CONJ_{ig,z} * \frac{MER_ABS_USI_CONJ_{p,z}}{\sum_{p \in PRCONJ} MER_ABS_USI_CONJ_{p,z}} \right|$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall ig \in PRSR$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$MER_ABS_PR_CONJ_{ig,z}$ é a Medição de Energia Reativa Absorvida pelo Ponto de Referência de um Conjunto vinculado ao grupo de pontos de medição “ig”, no período de coleta “z”

$MER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Medição de Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z” “PRCONJ” é o conjunto que contém as usinas associadas ao Ponto de Referência do Conjunto determinado pelo ONS

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

$$MLPM_USI_CONJ_Z_{p,z} = \sum_{i \in p} \left(\frac{SCDE_G_{i,z} - SCDE_C_{i,z}}{1000} \right)$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$MLPM_USI_CONJ_Z_{p,z}$ é a Medição Líquida da Usina pertencente ao Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$SCDE_G_{i,z}$ é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

$SCDE_C_{i,z}$ é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta “i”, no período de coleta “z”

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

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

- 60 Se $MLPM_USI_CONJ_Z_{p,z} < 0$ e

- 61 $ER_G_USI_CONJ_{p,z} > 0$ ou $ER_ABS_USI_CONJ_{p,z} > 0$

- 62 Então:

$$ML_CS_USI_CONJ_{p,z} = \max(0, -MLPM_USI_CONJ_Z_{p,z})$$

Caso contrário:

$$ML_CS_USI_CONJ_{p,z} = 0$$

$$\forall p \in PRCONJ$$

$$\forall PRCONJ \subset PRSR$$

Onde:

$ML_CS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Medição Líquida de Compensação Síncrona da Usina associada ao Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$MLPM_USI_CONJ_Z_{p,z}$ é a Medição Líquida dos Pontos de Medição da Usina pertencente ao Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$ER_G_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$ER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

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

“PRSR” é o conjunto que contém os Pontos de Referência indicados pelo ONS para prestação de Suporte de Reativos no mês de apuração

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

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

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

$$CSR_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MBU_CS_{i,z} + \sum_{i \in p} \sum_{z \in j} ML_CS_{i,z} + \sum_{i \in p} \sum_{z \in j} ML_CS_USI_CONJ_{i,z}$$

Onde:

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

$MBU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$ML_CS_{i,z}$ é a Medição Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$ML_CS_USI_CONJ_{i,z}$ é a Medição Líquida de Compensação Síncrona da Usina associada ao Conjunto que possui ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

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

Importante:

1. O cálculo referente ao Consumo de Suporte de Reativos integraliza os Períodos de Coleta “z”, apurado de cinco em cinco minutos, em base horária, apenas dos períodos em que houve despacho do ONS.
2. O Consumo de Suporte de Reativos é apurado a depender se a usina que prestou serviço ancilar: i) possui medição de bruta em cada unidade geradora; ii) possui apenas medição de líquida, ou seja, não possui medição de bruta nas unidades geradoras; e iii) está associada a um conjunto pré-definido pelo ONS.

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

$$ESR_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MRU_CS_{i,z} + \sum_{i \in PCS} \sum_{z \in j} MR_CS_{i,z} + \sum_{z \in j} ER_G_USI_CONJ_{p,z} + \sum_{z \in j} ER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$$

Onde:

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

$MRU_CS_{i,z}$ é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, no período de coleta “z”

$ER_G_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa de Geração da Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

$ER_ABS_USI_CONJ_{p,z}$ é a Energia Reativa Absorvida pela Usina associada a um Conjunto da parcela de usina “p”, no período de coleta “z”

3.3.5. Dados de Entrada do Tratamento de Suporte de Reativos

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

Valores Possíveis Positivos ou Zero

Informação Coletada do canal G do ponto de medição	
SCDE_G_{i,z}	<p>Descrição Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE</p> <p>Unidade kWh</p> <p>Fornecedor SCDE</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>

3.3.6. Dados de Saída do Tratamento de Suporte de Reativos

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

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

Objetivo:

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

Contexto:

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

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

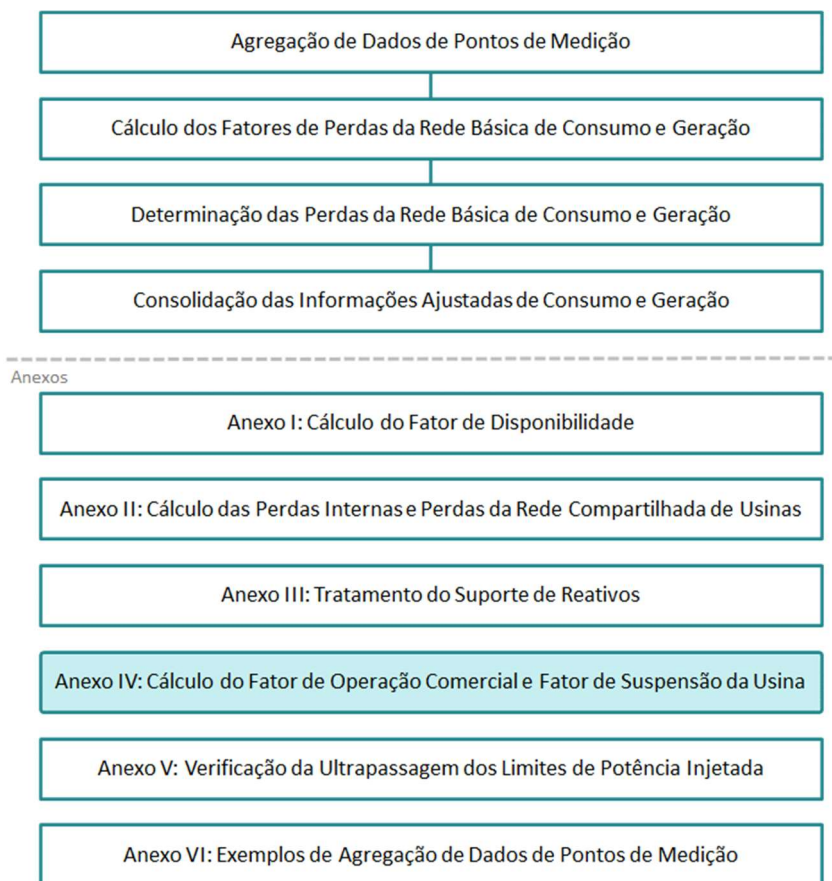


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.4.1. Determinação da fase de motorização da usina

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

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

Se:

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

Então:

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

Onde:

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

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

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

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

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

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

Se:

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

Então:

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

Onde:

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

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

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

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

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

Importante:

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

Importante:

A motorização de uma usina é um processo que ocorre durante a fase de instalação inicial do

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

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

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

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

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

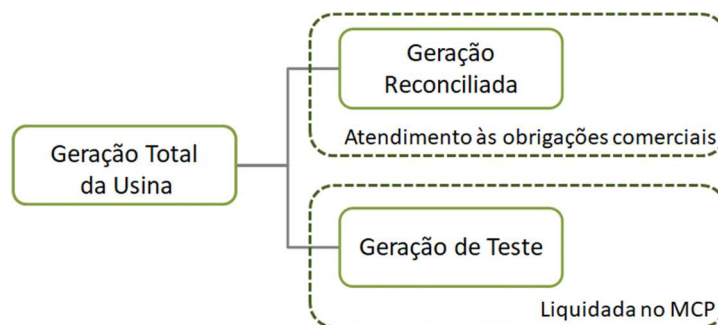


Figura 22: Determinação das quantidades de geração comercial e de teste

Importante:

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

Fator de Operação Comercial

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

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

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

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

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \max\left(0; \frac{GFIS_MOT_{p,n}}{GF_p}\right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_MOT_{p,n}$ é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

GF_p é a Garantia Física da parcela de usina “p”

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

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

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

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

Se:

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

Então:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Caso contrário:

$$F_COMERCIAL_{p,j} = 1$$

Onde:

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

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

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

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

$$F_COMERCIAL_{p,j} = \min \left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP_T_p} \right)$$

Onde:

$F_COMERCIAL_{p,j}$ é o Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

Fator de Suspensão

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

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

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

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \frac{GFIS_MOT_UG_{p,j}}{GFIS_MOT_{p,n+1}}$$

Onde:

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_MOT_UG_{p,i}$ é a Garantia Física de Motorização do conjunto de Unidades Geradoras suspensas da parcela de usina “p”, no instante de comercialização “j”

$GFIS_MOT_{p,n+1}$ é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial mais as unidades geradoras suspensas

Importante:

O acrônimo $GFIS_MOT_UG_{p,i}$ (numerador), é obtido pela diferença entre a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas e a Garantia Física de Motorização considerando somente as unidades geradoras em operação comercial, vide expressão abaixo:

$$GFIS_MOT_UG_{p,j} = GFIS_MOT_{p,n+1} - GFIS_MOT_{p,n}$$

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

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

$$F_SUSPENZA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_T_p}\right)$$

Onde:

$F_SUSPENZA_{p,j}$ é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

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

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

Se:

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

Então:

$$F_SUSPENSA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_T_p}\right)$$

Caso contrário:

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

Onde:

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

NUB_p é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

F_SUSPENSA_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

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

- 71 Para as usinas não hidráulicas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F_SUSPENSA_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP_T_p}\right)$$

Onde:

F_SUSPENSA_{p,j} é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

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

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

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

3.4.3. Dados de Entrada do Cálculo do Fator de Operação Comercial

Capacidade Instalada		
CAP_{ij}	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Capacidade Instalada Total		
CAP_{Tp}	Descrição	Capacidade instalada Total da usina “p”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Garantia Física de Motorização		
GFIS_{MOT_{p,n}}	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB _p , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico.
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Número de Unidades Base da Usina		
NUB_p	Descrição	Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Garantia Física total. Para usinas cujo contrato de concessão define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável obedece ao estabelecido no ato regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável é definido como sendo o total de unidades geradoras da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
Número de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma Usina		
TOGU_{p,j}	Descrição	Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma parcela de usina hidráulica “p”, em fase de motorização, no período de comercialização “j”. Deverá retratar a entrada em operação comercial de novas unidades
	Unidade	n.a.

Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.4.4. Dados de Saída do Cálculo do Fator de Operação Comercial

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 no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Suspensão da Usina		
F_SUSPENSA_{p,j}	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das unidades geradoras suspensas de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sinalizador de Fase de Motorização da Usina		
MOT_F_{p,j}	Descrição	Informa a condição de submotorização da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. MOT_F _{p,j} = 1 indica a usina em fase de motorização ou submotorizada. MOT_F _{p,j} = 0 indica que a parcela da usina encontra-se motorizada
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.5. Anexo V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada

Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, estabelecidos na legislação, pelas usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial.

Contexto:

O Artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 estabelece os mecanismos para o desenvolvimento e a viabilização das fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas hidráulicas, através da criação de reserva de mercado para venda de energia e de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente de tais fontes.

Os mecanismos para desenvolvimento e a viabilização dessas fontes são válidos, desde que as usinas não ultrapassem determinado porte. Esse limite de tamanho é determinado pela potência injetada das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição.

A reserva de mercado é destinada aos empreendimentos tratados no art. 26 da Lei nº 9.427, 1996 , e se caracteriza pela obrigação dos consumidores que atendam aos limites dispostos nessa Lei e atuam no Ambiente de Contratação Livre comprarem energia exclusivamente dessas usinas. Esses consumidores são denominados “Consumidores Especiais”. Conseqüentemente, o tipo de energia que essas usinas vendem para lastrear esses consumidores é denominado “Energia Especial”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o lastro disponível para venda dessas usinas deixará de ser “Especial” e passará a ser “Não Especial”. Nesse caso, se existir venda para Consumidor Especial, as usinas estão sujeitas à Penalidade por Insuficiência de Lastro, sendo necessária a recomposição do lastro de Energia Especial.

O desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição é atribuído às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir dessa data, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e atribuída às usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, e ainda atribuída às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW. As usinas que se enquadram nessas situações são denominadas “Incentivadas” e possuem desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente dessas usinas, denominada “Energia Incentivada”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o desconto que incide na tarifa de uso das próprias usinas será zerado e a usina também deixa de repassar o desconto para seus compradores. Nesse caso, a usina deixa de possuir o direito de venda de “Energia Incentivada” e passa a ter “Energia Convencional”.

Logo, dependendo da fonte, da potência injetada, da data de autorização ou da data de realização do leilão que viabilizou as usinas, essas podem ser enquadradas nos seguintes tipos de energia: Incentivada Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Convencional Não Especial. As diferenças entre os tipos de energia, bem como as possibilidades de enquadramento de cada usina, estão resumidas nas tabelas a seguir:

Tipo de Energia	Possui desconto na TUSD/TUST incidente na própria usina e na energia comercializada	Serve de lastro para Consumidor Especial	Serve de lastro para Consumidor Livre
Incentivada Especial	X	X	X
Incentivada Não Especial	X		X
Convencional Especial		X	X
Convencional Não Especial			X

Figura 23 - Diferenças entre os tipos de energia

Fonte	Potência Injetada	Datas limites	Incentivada Especial	Incentivada Parcial* Especial	Incentivada Parcial* Não Especial	Incentivada Não Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial
Solar, Eólica e Biomassa	Até 30MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016	X					
Solar e Eólica	De 30MW a 50MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016					X	
Biomassa	De 30MW a 50MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 50MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 30MW a 50MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016 com solicitação de ampliação proveniente de leilão até 2 de março de 2022		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 50MW a 300MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016 com solicitação de ampliação proveniente de leilão até 2 de março de 2022			X			
Solar, Eólica e Biomassa	Até 50MW	Autorização a partir de 1º de janeiro de 2016, limitada às solicitações em até 2 de março de 2022	X					
Solar, Eólica e Biomassa	De 50MW a 300MW	Autorização a partir de 1º de janeiro de 2016, limitada às solicitações em até 2 de março de 2022				X		
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 300MW	Autorização a partir de 1º de janeiro de 2016, limitada às solicitações em até 2 de março de 2022						X
Solar, Eólica e Biomassa	Até 50MW	Solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2022					X	
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 50MW	Solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2022						X
Hidrelétrica	Até 30MW	Solicitação de autorização até 2 de março de 2032	X					
Hidrelétrica	Até 30MW	Solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2032					X	
Hidrelétrica	De 30MW a 50MW	Solicitação de autorização até 2 de março de 2022		X				
Hidrelétrica	De 30MW a 50MW	Solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2022					X	
Hidrelétrica	Acima de 50MW	-						X
Cogeração Qualificada	Até 30MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 30MW	Autorização anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Cogeração Qualificada	Até 300MW	Autorização a partir de 1º de janeiro de 2016, limitada às solicitações em até 2 de março de 2022				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 300MW	Autorização a partir de 1º de janeiro de 2016, limitada às solicitações em até 2 de março de 2022						X
Cogeração Qualificada	-	Solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2022						X
Demais Fontes	-	-						X

* Desconto aplicável na parcela de 30MW proporcional à potência até 50MW (Lei nº 13.299/16 - Alteração da Lei 9.427/96, Art 26º, §1-B)

Figura 24 - Enquadramento nos tipos de energia das usinas conforme a fonte, a data e a potência injetada

Portanto, nesta etapa da Regra de Comercialização, será tratada a verificação da potência injetada das usinas nos sistemas de transmissão e distribuição, para fins de comprovação do direito à venda de energia especial e/ou incentivada, enquadrando-as nos tipos de energia descritos acima.

A classificação “integral” e “parcial” do tipo de energia “Incentivada Especial” deve-se a limitação imposta pela Lei nº 13.299/2016. Maiores detalhes sobre essa classificação será explicitada no módulo do “Cálculo do Desconto Aplicado a TUSD/TUST”.

Assim, pode-se citar como exemplo, uma usina de fonte eólica autorizada como uma fonte “Incentivada Especial” antes de 1º de janeiro de 2016. Caso a usina ultrapasse o limite de 30 MW de potência injetada em um determinado mês, mas não

ultrapasse 50 MW, há a perda do incentivo (desconto na TUSD/TUST), tornando-se uma fonte de energia “Convencional Especial” neste mês. Em caso de haver reincidência de 30 MW nos próximos 12 meses, além da perda do incentivo do próprio mês em que ocorreu a reincidência, a usina se tornará “Convencional Especial” por 12 meses a partir do mês subsequente ao mês em que ocorreu a reincidência, a título de penalidade. Tal penalização corresponde ao efeito do cancelamento da modelagem, prevista em regulamentação específica. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

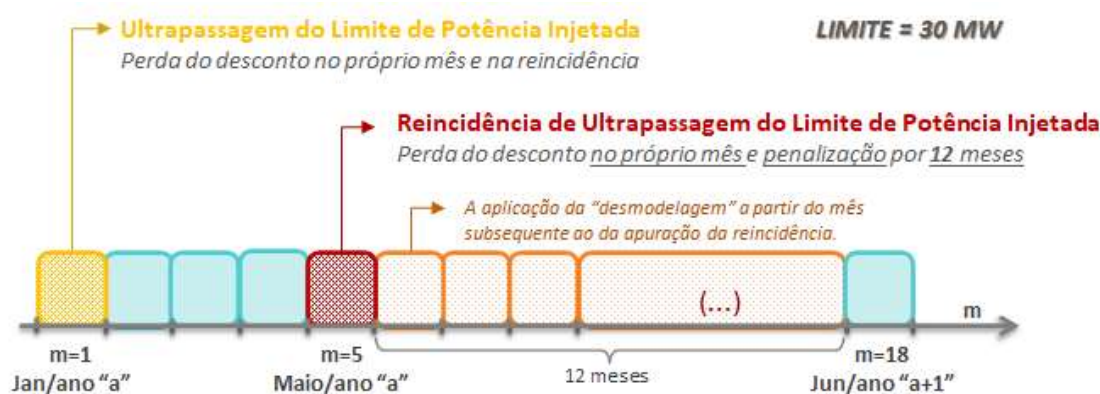


Figura 25 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 30 MW

Continuando o exemplo anterior, caso a usina ultrapasse o limite de 50 MW de potência injetada em um determinado mês, há a perda da reserva de mercado, tornando-se uma fonte de energia “Convencional Não Especial”. No entanto, esse novo tipo de energia será atribuído à usina apenas no momento do cumprimento do efeito da nova modelagem por 12 meses em caso de haver reincidência. Essa tratativa deve-se ao fato da Penalidade por Insuficiência de Lastro ser custosa e, caso a mudança do tipo de energia ocorresse no próprio mês de ultrapassagem, o agente não iria possuir tempo para tomar ações para recompor o lastro especial faltante ou cancelar eventuais vendas para o Consumidor Especial. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

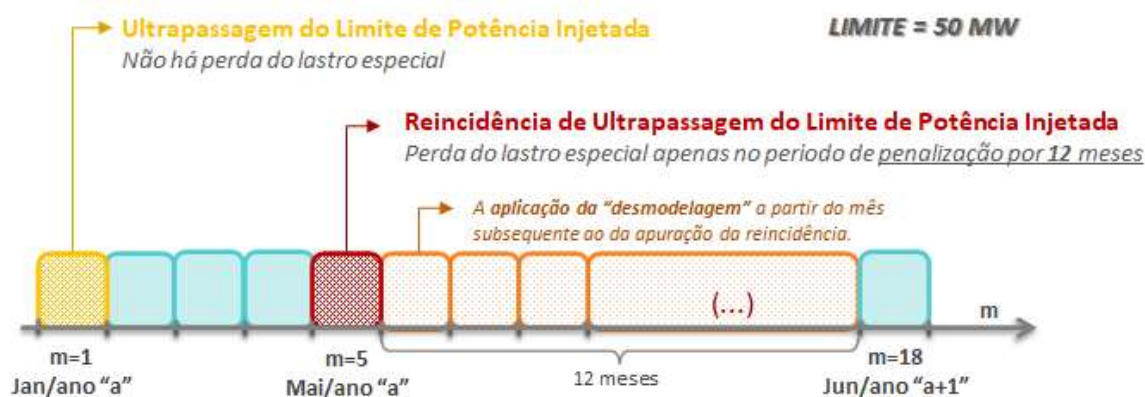


Figura 26 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 50 MW

Embora não explicitadas, as demais fontes seguem o mesmo raciocínio do exemplo citado, porém com os limites de potência aplicáveis para cada caso, conforme relatado na tabela anterior.

Como a ultrapassagem dos limites da potência injetada alteram o tipo de energia da usina, aplicando o efeito de uma nova modelagem, mas sem de fato desmodelar a usina, é necessário que a modelagem original da usina seja no perfil de agente que possua o tipo de energia que corresponda a faixa de potência injetada que a usina atuará. Logo, para definir o tipo de energia da usina e sua respectiva modelagem, a contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST) definirá qual a faixa de potência injetada que a usina se enquadra para fins de modelagem. Ressalta-se que o tipo de energia da venda do agente é caracterizado pelo tipo de energia do perfil de agente vendedor.

Portanto, se o tipo de energia da usina é modificado pela ultrapassagem dos limites da potência injetada, a venda desta energia deverá ser realizada pelo perfil do agente que corresponda a esse novo tipo de energia.

Para exemplificar a situação descrita, suponha uma usina de fonte biomassa autorizada após 1º de janeiro de 2016, com direito ao desconto de 50% a ser aplicado na tarifa de uso, conforme autorizado pela Aneel. Em períodos de safra, essa usina atuará na faixa de 250 MW de potência injetada e, portanto, há um MUSD ou MUST contratado correspondente a tal potência. Nessa faixa, conforme mencionado, a usina possui o tipo de energia “Incentivada Não Especial”. Logo, esta usina deve ser modelada no perfil de agente de “Incentivada Não Especial 50%”. A figura abaixo ilustra esta situação:

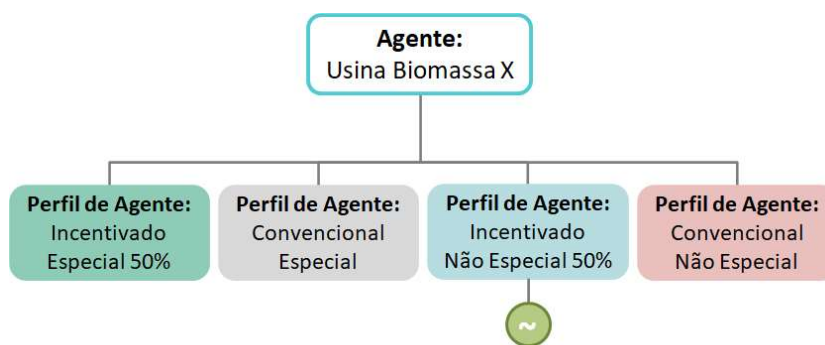


Figura 27 - Exemplo de Perfil de Agente

Neste exemplo, se a usina ultrapassar o limite de potência injetada de 300 MW, o tipo de energia tornar-se-á “Convencional Não Especial”. Logo, recomenda-se que a venda dessa energia seja através do perfil de agente “Convencional Não Especial”, com a finalidade de evitar eventuais distorções no cálculo do percentual de desconto no perfil de agente onde a usina está modelada originalmente, conforme estabelecido no módulo das Regras de Comercialização “Desconto Aplicado à TUSD/TUST”.

No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH), como há apenas um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para o conjunto de ativos, para definir a faixa de potência injetada que cada ativo hibridizado se enquadra para fins de modelagem e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser considerada a potência instalada de cada fonte. Independentemente do cadastro do tipo de energia, o valor a ser cadastrado do MUST deve ser o mesmo para cada parcela de usina da UGH (caso de medições individualizadas), referente à quantidade total contratada.

No caso de Centrais Geradoras Associadas, o tipo de energia da fonte existente, que foi definido com base no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) original, deve permanecer o mesmo. No momento da modelagem da nova fonte associada, para definir a faixa de potência injetada que o novo ativo associado se enquadra e, portanto, definir o respectivo tipo de energia, deverá ser avaliada a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado. O valor cadastrado do MUST para o ativo existente deve permanecer o do MUST original, ao passo que MUST a ser cadastrado para o novo ativo associado deverá ser a parcela adicional contratada do MUST para o novo ativo associado, conforme previsto em regulação.

Para identificar as ultrapassagens de potência injetada para a classificação do tipo de energia de cada usina, serão calculados sinalizadores, conforme as descrições algébricas da próxima seção.

A Figura a seguir relaciona a etapa de Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada em relação ao módulo completo:

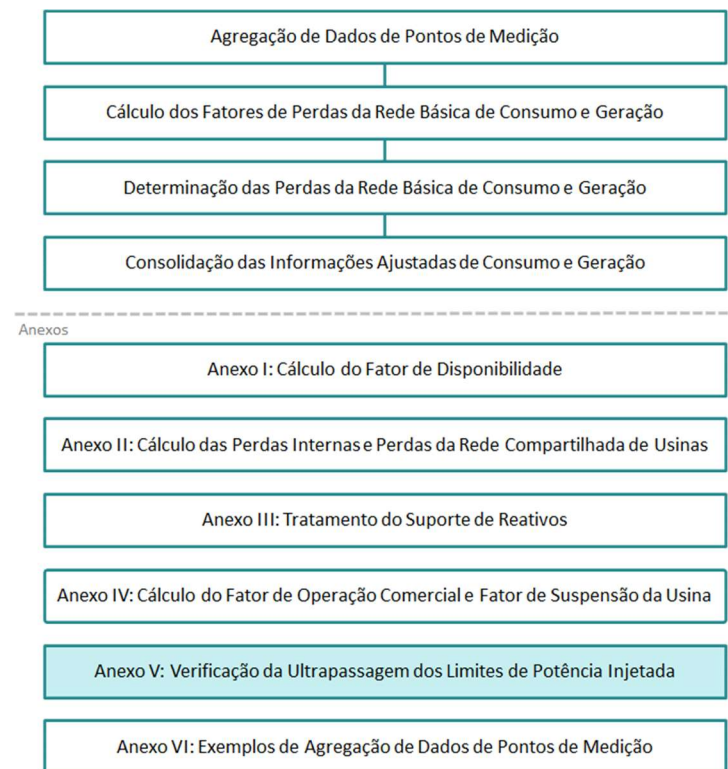


Figura 28: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.5.1. Definições Gerais da Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 72 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão com rede de distribuição ou transmissão.
- 72.1 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada, quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (30 MW, 50 MW ou 300 MW, dependendo das condições relatadas na seção anterior em que cada usina se enquadra) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, haverá a transferência do tipo de energia da usina de condição de “incentivada” para “convencional” neste mês. Adicionalmente, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o incentivo por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização.
- 72.2 Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão da usina com rede de distribuição ou de transmissão. Quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (50 MW) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, a usina não perde o direito de venda de lastro especial neste mês. No entanto, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o direito de venda de lastro especial por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização, tornando-se do tipo “não especial”.
- 72.3 No caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) com medição individualizada e Centrais Geradoras Associadas, os limites de ultrapassagem serão auferidos para cada fonte, em função da medição individualizada verificada. Já para as UGH sem individualização da medição por ativo, será considerado como limite de ultrapassagem de potência o menor valor associado às fontes que compõe a UGH.

3.5.2. Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 73 O sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW, 50 MW e 300 MW é determinado para cada mês de apuração a partir da verificação de ultrapassagem em três períodos de comercialização do limite de potência estabelecido. Tais sinalizadores serão calculados conforme aplicabilidade de cada usina (conforme tabela descrita na seção anterior).
- 73.1 Logo, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW é calculado para usinas do tipo de energia incentivada de (I) fonte solar, eólica e cogeração qualificada, autorizadas anteriormente à 1º de janeiro de 2016, (II) empreendimentos com autorização anterior 1º de janeiro de 2016 e com ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, e (III) fonte hidrelétrica com solicitação de autorização a partir de 3 de março de 2022, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{30_{p,m}} = ADDC_{ULPI30_{p,m}}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{j \in m} UPI_{30_{p,j}} > 3$ e $(F_{PEN_RU30_{p,m}} = 0)$ e $(F_{PEN_RU50_{p,m}} = 0)$, então:

$$ULPI_{30_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{30_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{30_{p,m}}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_{ULPI30_{p,m}}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$UPI_{30_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$F_{PEN_RU30_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_{PEN_RU50_{p,m}}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

- 73.2 Analogamente, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 50 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada e/ou especial de fonte hidráulica, solar, eólica e biomassa, independentemente de qualquer verificação de datas, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{50_{p,m}} = ADDC_{ULPI50_{p,m}}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{j \in m} UPI_{50_{p,j}} > 3$ e $(F_{PEN_RU50_{p,m}} = 0)$ e $(F_{PEN_RU300_{p,m}} = 0)$, então:

$$ULPI_{50_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{50_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{50,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_{ULPI50,p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI_{50,p,j}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PEN_RU50,p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_{PEN_RU300,p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 73.3 Por fim, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 300 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que foram autorizadas a partir desta data, ou possuam ampliação proveniente de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$ULPI_{300,p,m} = ADDC_{ULPI300,p,m}$$

Caso contrário:

$$\text{Se } \sum_{j \in m} UPI_{300,p,j} > 3 \text{ e } (F_{PEN_RU300,p,m} = 0), \text{ então:}$$

$$ULPI_{300,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{300,p,m} = 0$$

Onde:

$ULPI_{300,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_{ULPI300,p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI_{300,p,j}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PEN_RU300,p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 73.4 A verificação de ultrapassagem, por período de comercialização do limite de potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e de 300 MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, aferida no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição ou de transmissão, ou seja, a geração bruta da usina apenas descontada de eventuais perdas de rede compartilhada. Desta forma, o sinalizador de ultrapassagem da potência injetada no ponto de conexão será determinado da forma que segue:

$$\text{Se } \frac{MED_G_{p,j}}{SPD_m} > 30, \text{ então:}$$

$$UPI_{30,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{30,p,j} = 0$$

$$\text{Se } \frac{MED_G_{p,j}}{SPD_m} > 50, \text{ então:}$$

$$UPI_{50,p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{50_{p,j}} = 0$$

Se $\frac{MED_{G_{p,j}}}{SPD_m} > 300$, então:

$$UPI_{300_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{300_{p,j}} = 0$$

Onde:

$UPI_{30_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UPI_{50_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UPI_{300_{p,j}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$ é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

“ SPD_m ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

Importante:

Na apuração da ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e 300 MW, deverão ser desconsiderados os períodos de comercialização compreendidos nos 90 (noventa) dias posteriores a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de usina.

A verificação da violação dos limites de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição ocorre em cada período de comercialização. Uma vez observada a violação do limite imposto de 30 MW, 50 MW e 300 MW, o sinalizador de ultrapassagem receberá valor unitário.

3.5.3. Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

- 74 Determinado o sinalizador mensal de ultrapassagem, é verificada a reincidência da ultrapassagem da potência injetada, dependendo do respectivo enquadramento do tipo de energia de cada usina, considerando o histórico de 12 meses anteriores ao mês apuração. Sendo verificada a reincidência da ultrapassagem de 30 MW, 50 MW ou 300 MW (conforme a aplicabilidade citada anteriormente), a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês subsequente em que ocorreu a reincidência, o desconto aplicado à TUSD/TUST, a título de penalidade, deixando de ser “Incentivada” e tornando-se “Convencional”. De maneira análoga, a reincidência da ultrapassagem de 50 MW, a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorreu a reincidência, o direito de venda de lastro especial, a título de penalidade, deixando de ser “Especial” e tornando-se “Não Especial”.
- 74.1 O sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 30 MW é determinado apenas quando ocorre a primeira reincidência, na qual se inicia o processo de penalização de 12 meses. Se a usina já está sendo penalizada em função da alteração do tipo de energia por já ter reincidido anteriormente (conforme relatado na seção a seguir), esse sinalizador de reincidência de ultrapassagem não será calculado:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{30_{p,m}} = ADDC_{RUPI30_{p,m}}$$

Caso contrário:

Se $\left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_{30,p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU30_{p,m} = 0) e (F_PEN_RU50_{p,m} = 0)$, então:

$$RUPI_{30,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{30,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{30,p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_RUPI30_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_{30,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

74.2 De maneira análoga, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 50 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_{50,p,m} = ADDC_RUPI50_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_{50,p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU50_{p,m} = 0) e (F_PEN_RU300_{p,m} = 0)$, então:

Então:

$$RUPI_{50,p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_{50,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{50,p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_RUPI50_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_{50,p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

- 74.3 Por fim, do mesmo modo, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 300 MW é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$RUPI_300_{p,m} = ADDC_RUPI300_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \left(\left(\sum_{m \in 12MM} ULPI_300_{p,m} \right) > 1 \right) e (F_PEN_RU300_{p,m} = 0), \text{então:}$$

Então:

$$RUPI_300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$RUPI_300_{p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_RUPI300_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

3.5.4. Sinalizador de Perda do Tipo de Energia por 12 meses

- 75 Conforme mencionado na seção anterior, sendo verificada a reincidência da ultrapassagem, a usina perderá, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorre a reincidência, o direito de venda do tipo de energia em que se enquadrava, a título de penalidade. Nesse período de penalização, a usina possuirá um efeito equivalente de transferência de modelagem, uma vez que o tipo de energia a ser comercializada da usina será diferente do original.

- 75.1 Para usinas que possuem o tipo de energia “Incentivada” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 30 MW, 50 MW ou 300 MW, conforme o enquadramento de cada usina, em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Convencional”. Para usinas que possuem o tipo de energia “Especial” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 50 W em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Não Especial”. Logo, apura-se um fator que sinaliza a penalização do tipo de energia por 12 meses:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU30_{p,m} = ADDC_PEN_RU30_{p,m}$$

Caso contrário:

$$Se \sum_{m \in 12} RUPI_30_{p,m} = 1, \text{então:}$$

$$F_PEN_RU30_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU30_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = ADDC_PEN_RU50_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{m \in 12M} RUPI_50_{p,m} = 1$, então:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU50_{p,m} = 0$$

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = ADDC_PEN_RU300_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $\sum_{m \in 12M} RUPI_300_{p,m} = 1$, então:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F_PEN_RU300_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_PEN_RU30_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_30_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_PEN_RU50_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_50_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_PEN_RU300_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$RUPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

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

3.5.5. Sinalizador Resultante das Penalizações por Ultrapassagem de Potência Injetada

- 76 Com o intuito de consolidar a real situação das usinas em um determinado mês, serão calculados sinalizadores resultantes que indicam as penalizações por ultrapassagem de potência injetada.
- 76.1 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST consolida os conceitos descritos nas seções anteriores.
- 76.2 Para usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que não resultaram de leilão de compra de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $(ULPI_30_{p,m} = 1)$ ou $(F_PEN_RU30_{p,m} = 1)$ ou $(F_PEN_RU50_{p,m} = 1)$ então:

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

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_30_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU30_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 76.3 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte hidráulica, independentemente de verificação de datas, e de fonte biomassa, que não resultaram de leilão de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $ULPI_50_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU50_{p,m} = 1$ então:

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

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_50_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 76.4 Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou que foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $ULPI_300_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU300_{p,m} = 1$ então:

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

Caso contrário:

$$F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_300_{p,m}$ é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 76.5 Para usinas do tipo de energia incentivada especial e convencional especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial consolida os conceitos descritos nas seções anteriores e é calculado conforme expressão:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:

$$F_PEN_LESP_{p,m} = ADDC_PEN_LESP_{p,m}$$

Caso contrário:

Se $(F_PEN_RU50_{p,m} = 1$ ou $F_PEN_RU300_{p,m} = 1)$ então:

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

Caso contrário:

$$F_PEN_LESP_{p,m} = 0$$

Onde:

$F_PEN_LESP_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_PEN_LESP_m$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU50_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_RU300_{p,m}$ é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

3.5.6. Dados de Entrada da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

ADDC_PEN_LESP_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_TUSDT_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU30_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU300_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_PEN_RU50_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1

ADDC_RUPI30_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_RUPI300_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_RUPI50_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_ULPI30_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_ULPI300_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
ADDC_ULPI50_{p,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1

Valores Possíveis 0 ou 1

Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Duração de um período de comercialização em horas do mês de apuração		
SPD_m	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

3.5.7. Dados de Saída da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial		
F_PEN_LESP_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1
Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
F_PEN_TUSD_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1

3.6. Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição

Objetivo:

Apresentar uma lista não exaustiva de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

Contexto:

Conforme apresentado no item 2.1 - Agregação dos Dados de Pontos de Medição, a configuração elétrica de cada instalação exige um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas para determinar se as informações são segregadas em geração, consumo e se seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

Os exemplos das expressões e subexpressões contábeis apresentados neste módulo das regras de comercialização são modelos padronizados, podendo, a critério da CCEE, serem adequados em casos específicos, de forma a refletir contabilmente a configuração física do ativo.

A Figura 29 situa a etapa de exemplos de agregação de dados de pontos de medição em relação ao módulo completo.

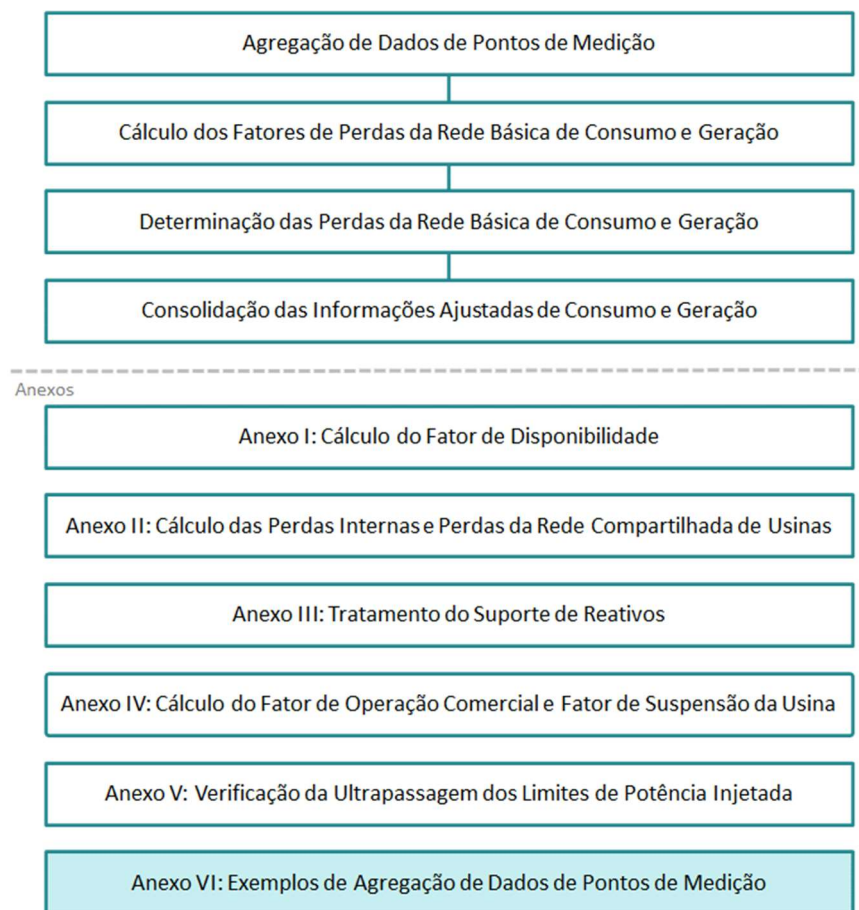


Figura 29:Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

3.6.1. Exemplo para cálculo da Medição Líquida

A consolidação das informações dos pontos de medição em ativos de geração e carga pode ser realizada em função da medição líquida apurada em cada ponto de medição, conforme os ativos associados a determinado ponto de medição. Dessa forma, as informações associadas aos canais de consumo e geração dos pontos de medição ajustados no módulo “Medição Física” são traduzidas em informações de medição líquida de consumo ou geração.

A Medição Líquida de cada ponto de medição corresponde à informação ajustada do canal G do ponto de medição, descontada da informação ajustada do canal C, e pode ser estabelecida pela expressão:

$$ML_{i,j} = M_{G_{i,j}} - M_{C_{i,j}}$$

Onde:

$ML_{i,j}$ é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$M_{G_{i,j}}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M_{C_{i,j}}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

Nesse caso, a Medição Líquida positiva associada ao ponto de medição representa a Medição Líquida de Geração. Em contrapartida, a Medição Líquida negativa representa a Medição Líquida de Consumo, conforme expresso a seguir:

Se:

$$ML_{i,j} > 0$$

Então:

$$ML_{C_{i,j}} = 0$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = ML_{i,j}$$

Caso contrário:

$$ML_{C_{i,j}} = |ML_{i,j}|$$

e

$$ML_{G_{i,j}} = 0$$

Onde:

$ML_{i,j}$ é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$ é a Medição Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML_{C_{i,j}}$ é a Medição Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

Importante:

Nos casos em que a usina possua consumo da geração, o $ML_{i,j}$ levará em consideração os canais de geração e consumo. Caso contrário, o $ML_{i,j}$ levará em consideração apenas o canal de geração.

3.6.2. Exemplo para determinação do Fator de Teste de uma usina

Para determinação da quantidade de geração de teste de uma usina, devem ser verificadas quais unidades geradoras estão em teste ou com *status* suspenso.

Conforme a configuração elétrica e o tipo de despacho do empreendimento, o Fator de Teste de uma usina pode ser calculado com base na informação associada aos pontos de medição de geração bruta ou com base na proporção da capacidade em teste e suspensão em relação à capacidade em teste, comercial e suspensa da usina.

Se existem informações de medição bruta associadas às unidades geradoras de uma usina, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a medição bruta de unidades geradoras em teste e suspensas e a medição bruta total da usina, por meio da expressão:

$$F_TESTE_{p,j} = \frac{\sum_{i \in BTS} MO_G_{i,j}}{\sum_{i \in BI} MO_G_{i,j}}$$

Onde:

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Caso a usina não tenha pontos de medição de geração bruta associados às unidades geradoras, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em teste e a capacidade em teste e comercial da usina, por meio da expressão:

$$F_TESTE_{p,j} = \frac{\sum_{i \in OT} CAP_{i,j}}{\sum_{i \in OTC} CAP_{i,j}}$$

Onde:

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

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

“OT” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste da parcela de usina “p”

“OTC” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste e em Operação Comercial da parcela de usina “p”

O fator que representa o percentual de unidades geradoras desconsideradas da usina corresponde a medição bruta das unidades geradoras com *status* “nenhum” em relação a geração bruta total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$F_UGD_{p,j} = \frac{\sum_{BN} MO_G_{i,j}}{\sum_{BI} MO_G_{i,j}}$$

Onde:

$F_UGD_{p,j}$ é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BN” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em *status* “nenhum” pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Importante:

O *status* “nenhum” de uma unidade geradora corresponde a situação na qual a unidade geradora não está em fase de teste, suspensa ou em operação comercial. Caso haja geração de unidades geradoras nesse *status*, essa geração não será contabilizada em nome do agente proprietário da usina.

Caso a unidade geradora da parcela de usina não tenha ponto de medição associado, o F_UGD não será calculado.

3.6.3. Exemplo para determinação da geração de uma usina

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos. A quantidade de geração não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_G_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j} - F_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} MO_G_{i,j} \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

MED_G_{p,j} é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

ML_G_{i,j} é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

F_TESTE_{p,j} é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

F_UGD_{p,j} é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

MO_G_{i,j} é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

CSR_{p,j} é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_G_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_G_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j}; \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED_G_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Onde:

MED_G_{p,j} é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

ML_G_{i,j} é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

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

F_TESTE_{p,j} é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.4. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina

O cálculo da geração de teste de uma determinada usina também deve ser realizado a partir da verificação se a usina conta, ou não, com medição de bruta por unidade geradora.

Dessa forma, para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_GT_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * F_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO_G_{i,j} \right)$$

Onde:

MED_GT_{p,j} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

ML_G_{i,j} é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

F_TESTE_{p,j} é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

MO_G_{i,j} é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} \right) - MED_G_{p,j} \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

MED_GT_{p,j} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

ML_G_{i,j} é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

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

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.5. Exemplo para determinação de unidades geradoras desconsideradas de uma usina

A geração das unidades geradoras desconsideradas de uma usina na contabilização do agente é realizada a partir da seguinte expressão:

Para usinas com alguma unidade geradora em status “nenhum”:

$$MED_GD_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_G_{i,j} - MED_G_{p,j} - MED_GT_{p,j}$$

Onde:

$MED_GD_{p,j}$ é a Medição de Geração desconsiderada das Unidades Geradoras com status “nenhum” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_G_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_GT_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.6. Exemplo para determinação da geração de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos. A quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j} - F_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} MO_G_{i,j} \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_UGD_{p,j}$ é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

CSR_{p,j} é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTC} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED_G_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Onde:

MED_G_PRB_{p,j} é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

M_G_PRB_{i,j} é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

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

F_TESTE_{p,j} é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.7. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração de teste não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Dessa forma, para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * F_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO_G_{i,j} \right)$$

Onde:

MED_GT_PRB_{p,j} é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos às unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \min \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} \right) - MED_G_PRB_{p,j} \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_G_PRB_{i,j} * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED_GT_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M_G_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

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

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_PRB_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

Importante:

As expressões MED_G, MED_GT, MED_G_PRB e MED_GT_PRB apresentadas neste módulo das regras de comercialização, para as usinas que não possuem medição de bruta, refletem o resultado dos acrônimos e não necessariamente o cadastro das expressões contábeis no sistema de contabilização.

3.6.8. Exemplo para determinação da Quantidade de Consumo da usina:

Para determinação da Quantidade de Consumo de uma usina, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os seus pontos de medição. Nesse caso, pode-se utilizar o somatório dos pontos de medição, associados à parcela de usina, como na expressão a seguir:

$$MED_CG_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML_C_{i,j}$$

Onde:

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ML_C_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Já para a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, o consumo não ajustado é determinado conforme a seguinte expressão:

$$MED_CG_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} ML_C_{i,j} \right) - CSR_{p,j} \right)$$

Onde:

$MED_CG_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ML_C_{i,j}$ é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CSR_{p,j}$ é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Para determinação da quantidade de consumo de uma usina que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED_CG_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M_C_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED_CG_PRB_{p,j}$ é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M_C_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, e no período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.9. Exemplo para agregação de informações de medição de vários pontos de medição em um único ponto de consumo:

Para uma parcela de carga que tenha mais de um ponto de medição associado, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os pontos de medição. Para tanto, pode-se utilizar o somatório de pontos de medição, associados à parcela de carga, como na expressão a seguir:

$$MED_C_{c,j} = \sum_{i \in CI} ML_C_{i,j}$$

Onde:

$MED_C_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$ML_{C_{i,j}}$ é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

Para determinação da quantidade de consumo de uma parcela de carga que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED_C_PRB_{c,j} = \sum_{i \in CI} M_C_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED_C_PRB_{c,j}$ é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$M_C_PRB_{i,j}$ é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

3.6.10. Exemplo para determinação da Medição Bruta da Usina

A Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina, pode ser determinada pela totalização da diferença entre a informação integralizada do canal G, do ponto de medição bruta, e a informação integralizada do canal C, das unidades geradoras em operação comercial, para cada período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \sum_{i \in PMAQ} (MO_{G_{i,j}} - MO_{C_{i,j}})$$

Onde:

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

$MO_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

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

Já a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina habilitada para prestação de serviços ancilares de suporte de reativos, é determinada de forma análoga às demais usinas, entretanto é acrescido o consumo de suporte de reativos, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \left(\sum_{i \in PMAQ} (MO_{G_{i,j}} - MO_{C_{i,j}}) \right) + CSR_{p,j}$$

Onde:

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

$MO_{G_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CSR_{p,j}$ é o Consumo de Suporte de Reativos da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definido no Anexo III – Tratamento do Suporte de Reativos

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

3.6.11. Exemplo para determinação da geração de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \min \left(\max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \min \left(\left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right); \sum_{i \in OTc} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Caso contrário:

$$MED_G_PMI_{p,j} = \max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) \right) * (1 - F_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED_G_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_C_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

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

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

3.6.12. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração de teste não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”, independentemente do status das demais unidades geradoras:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \min \left(\max \left(0; \left(\sum_{i \in PI} MO_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO_C_{i,j} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Para usinas com unidade geradora em status “suspensa”:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \max \left(0 ; \left(\left(\sum_{i \in PI} M0_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0_C_{i,j} \right) - MED_G_PMI_{p,j} \right) \right)$$

Caso contrário:

$$MED_GT_PMI_{p,j} = \max \left(0 ; \left(\sum_{i \in PI} M0_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} M0_C_{i,j} \right) \right) * F_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED_GT_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M0_G_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$M0_C_{i,j}$ é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

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

$F_TESTE_{p,j}$ é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_G_PMI_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“OTC” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste e em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

regras de
comercialização

Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST

versão **2025.X.X**

ccee

ÍNDICE

CÁLCULO DO DESCONTO APLICADO À TUSD/TUST	3
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	5
2. <i>Detalhamento das Etapas de Cálculo do Desconto</i>	11
2.1. Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST	11
2.2. Determinação do Percentual de Complementação de Geração	31
2.3. Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada	36
2.4. Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores	46
2.5. Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada	53
2.6. Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros	67

Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST

1. Introdução

Com o intuito de promover o desenvolvimento de fontes alternativas no processo de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia.

Este módulo envolve:

- ✓ *Agentes que atuam na comercialização de energia incentivada.*

Nesse sentido, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabeleceu que os empreendimentos enquadrados no artigo 26 poderiam, por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazer jus a percentual de redução a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

O direito **determinado** na Lei nº 9.427/96 estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos beneficiados com o desconto.

O desconto tarifário concedido às tais usinas pode ser repassado aos agentes que comercializaram energia com essas fontes. Portanto, o objetivo deste módulo de Regras é apurar o desconto tarifário concedido: (I) às usinas autorizadas a possuir desconto e (II) aos agentes que comercializam energia com estas fontes.

As usinas que possuem direito ao desconto na Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição são denominadas "Usinas Incentivadas". O tipo de energia comercializado por estas usinas é intitulado "Energia Incentivada".

A Figura 1 apresenta a relação do módulo de "Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST" com os demais módulos das Regras de Comercialização. De modo simplificado, dados oriundos dos módulos "Medição Contábil", "Contratos", "Garantia Física", "Penalidade de Energia" e "Receita de Venda" são necessários para se determinarem os percentuais de desconto a serem aplicados na TUSD/TUST dos agentes que participam do processo de comercialização de energia incentivada.

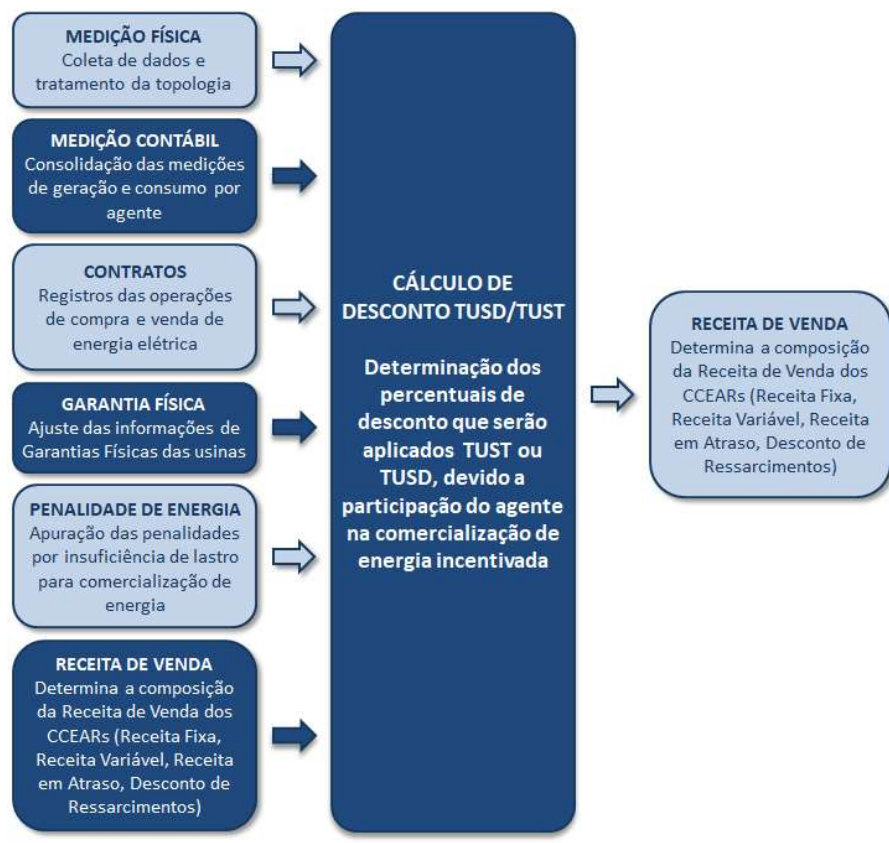


Figura 1: Relação do módulo “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST” com os demais módulos das Regras de Comercialização

1.1. Conceitos Básicos

1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”, esquematizado na Figura 2, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de determinar o percentual de desconto a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, de cada agente participante da comercialização de energia incentivada:

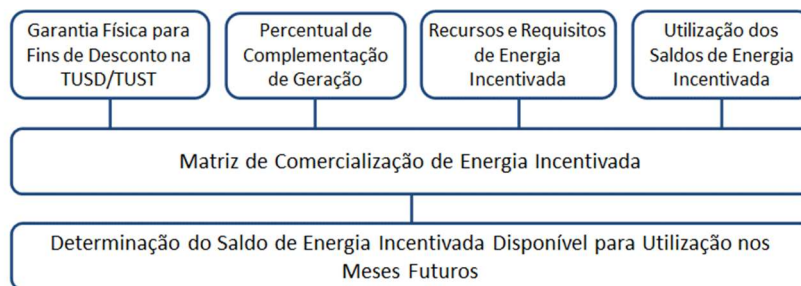


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

- **Garantia Física para Fins de Desconto:** essa etapa detalha o tratamento dado aos empreendimentos de geração com o objetivo de determinar a garantia física das usinas que será considerada no cálculo do desconto a ser aplicado à TUSD e TUST.
- **Percentual de Complementação de Geração:** nessa etapa é verificado se a quantidade de energia convencional não especial adquirida pelo agente vendedor de energia incentivada com objetivo de complementar a sua geração, está de acordo com o percentual permitido em regulamentação específica.
- **Recursos e Requisitos de Energia Incentivada:** nesta etapa, são apurados os recursos de energia incentivada do agente para cobrir seus respectivos requisitos, no mês de apuração.
- **Utilização dos Saldos de Energia Incentivada:** nesta etapa, detalha-se a disponibilidade, utilização e atualização de saldo, para a cobertura de déficit de recurso no mês de apuração e posterior inserção na matriz de comercialização de energia incentivada. O cálculo dos saldos formados nos meses anteriores é efetuado conforme descrito na seção Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros.
- **Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada:** nessa etapa são calculados os elementos que irão compor a matriz de comercialização de energia incentivada, utilizada na solução de sistemas de equações lineares para determinar o desconto a ser aplicado à TUSD e TUST dos agentes envolvidos na comercialização de energia incentivada.
- **Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros:** nesta etapa será calculado o saldo de energia incentivada do mês contabilizado, através da sobra de recurso verificado no mês, para que possa ser utilizado nos onzes meses subsequentes para cobertura de situações de déficits.

1.1.2. Metodologia Utilizada na Apuração do Desconto

A metodologia utilizada na apuração do desconto TUSD/TUST tem como objetivo apurar o percentual final de redução a ser aplicada pelas distribuidoras e transmissoras às tarifas de uso, TUSD ou TUST, pagas pelos agentes envolvidos na comercialização de energia incentivada devido ao transporte de energia nos sistemas de distribuição ou transmissão, respectivamente.

Conforme regulamentação específica, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus aos percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado às tarifas de transporte, TUSD/TUST, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à Aneel emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito.

Em virtude da adoção da potência injetada, um parâmetro de natureza dinâmica, para conferir a um dado empreendimento de geração de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada o direito ao desconto na tarifa de uso, a verificação do não atendimento ao requisito legal para obtenção do *status* de energia incentivada impede a concessão de tal direito. Por esse motivo, e em consonância com o disposto em regulamentação específica, o agente vendedor, responsável por esse tipo de empreendimento de geração, perderá o direito ao desconto concedido à usina pelo Poder Concedente caso seja apurada ultrapassagem dos limites permitidos para injeção de potência nos sistemas de transmissão e distribuição, conforme apurado no módulo "Medição Contábil".

A comercialização de energia incentivada apenas ocorre no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim, no caso das usinas de fonte incentivada estarem comprometidas com contratos do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), apenas será permitido a venda no ACL a quantidade remanescente de garantia física não comprometida com tais contratos regulados.

Na comercialização de energia incentivada, para o cálculo do desconto efetivo aplicado à TUSD/TUST, no caso dos agentes consumidores, e do desconto de repasse para os agentes vendedores, são apurados mensalmente o recurso incentivado estabelecido pela garantia física e/ou os contratos de compra, e o requisito incentivado, dado pelo consumo e/ou contratos de venda, considerando as particularidades dos perfis de agentes, conforme explicitado mais adiante. Contudo, da mesma forma que é permitido ao agente utilizar o lastro para venda ou para a cobertura contratual do consumo num horizonte de 12 meses, se faz necessário considerar os recursos incentivados para fins de cálculo do desconto no mesmo intervalo de tempo. Logo, além do recurso do mês de contabilização, são utilizados, em caso de déficits, sobras de recursos incentivados dos 11 meses anteriores ao de contabilização.

As sobras de recurso são armazenadas como saldos de energia incentivada, válidos dentro de um horizonte de 11 meses denominado janela de apuração de saldos de energia incentivada. Quando houver déficit do recurso incentivado no mês de contabilização serão utilizados, prioritariamente, saldos incentivados dos meses mais antigos da janela de apuração, limitando-se a tal necessidade de cobertura, conforme explícito na Figura abaixo.

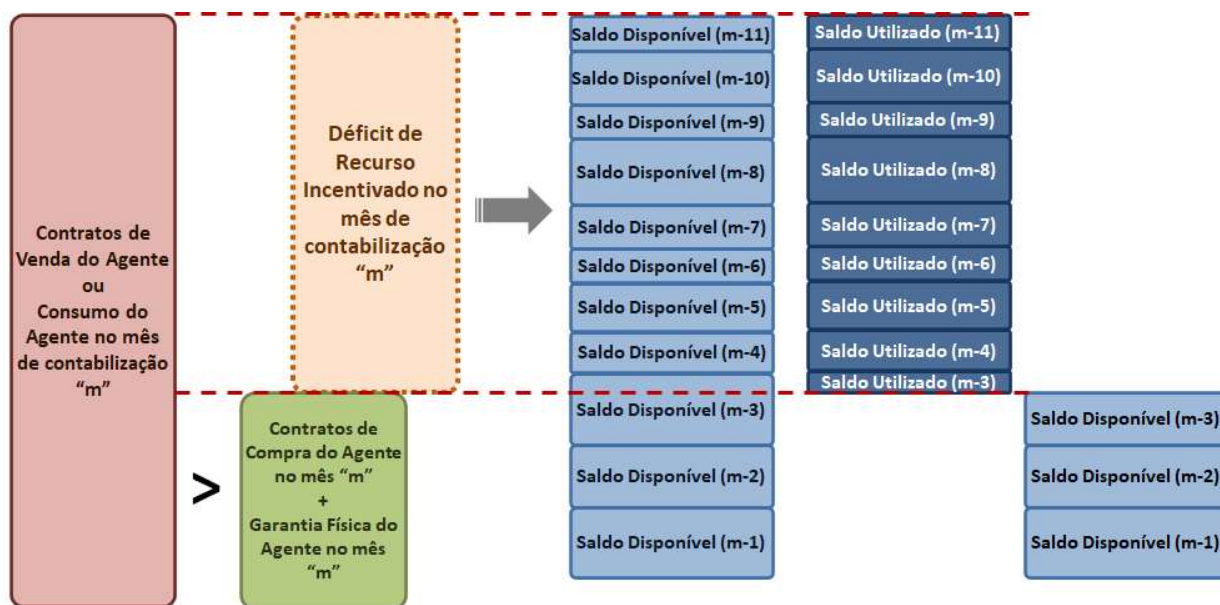


Figura 3: Utilização de saldos de energia incentivada para abater situações de déficits

Para que o agente possa gerenciar plenamente seus portfólios distintos de contratação de energia incentivada, a apuração do desconto associado à TUSD/TUST será realizada por perfil de agente vendedor do tipo de energia "incentivada" e, no caso de consumidores, pelos perfis de agente de consumo.

De forma resumida, a aplicação do desconto aos agentes participantes da comercialização de energia incentivada observará as seguintes premissas:

- Para as usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir desta data, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e para as usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST deverá ser o valor estabelecido em ato autorizativo específico. Além disso, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte à biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW, deverá ser o valor estabelecido em ato autorizativo específico atenuado por um fator calculado com base na Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão. Para empreendimentos de geração hidráulica com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado inferior à 50 MW, de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e que se enquadram nos prazos descritos no § 1º-C da Lei nº 9427/96, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST está condicionado à entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em 48 meses, contados a partir da data da outorga.
- Para os contratos de venda do agente de geração/comercialização que atua no segmento de comercialização de energia incentivada especial, o valor do desconto a ser repassado aos agentes compradores corresponderá à média global dos descontos de suas usinas e seus contratos de compra de energia incentivada especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre a garantia

física apurada acrescida dos contratos de compra de energia incentivada especial, e os contratos de venda de energia incentivada especial.

- Para os contratos de venda do agente de geração/comercialização que atua no segmento de comercialização de energia incentivada não especial, o valor do desconto a ser repassado aos agentes compradores corresponderá à média global dos descontos de suas usinas e seus contratos de compra de energia incentivada efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre a garantia física apurada acrescida dos contratos de compra de energia incentivada, e os contratos de venda de energia incentivada não especial.
- Para os agentes de comercialização de energia incentivada sem ativos de geração modelados, o valor do desconto a ser repassado aos seus agentes compradores corresponderá à média global dos descontos atrelados aos contratos de compra de energia incentivada efetuados no mês de contabilização dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre as quantidades de energia associadas aos contratos de compra de energia incentivada e os montantes de energia incentivada estabelecidos nos contratos de venda.
- Para os consumidores especiais, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUST/TUSD das unidades consumidoras modeladas será o valor resultante do equacionamento matricial, e corresponderá à média global dos descontos repassados por seus contratos de compra de energia incentivada especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre os montantes mensais de energia associados a seus contratos de compra de energia incentivada especial, e o consumo mensal verificado somado à eventual venda cessão de energia.
- Para os consumidores livres ou especiais recém cadastrados/modelados na CCEE, deverá ser aplicado um desconto provisório pré-fixado de 50% na TUSD/TUST, desde que o consumidor tenha autodeclarado compra de energia incentivada às Distribuidoras/ONS, na aplicação das tarifas até a divulgação pela CCEE do desconto calculado. Quando o desconto para o referido mês for divulgado pela CCEE, as Distribuidoras/ONS deverão realizar os ajustes financeiros nas faturas subsequentes, baseadas(o) na diferença entre o desconto concedido preliminarmente e o desconto calculado pela CCEE.
- Para as usinas híbridas ou associadas recém cadastradas/modeladas na CCEE, conforme informação a ser enviada pela CCEE ao ONS, deverá ser aplicado um desconto provisório na TUST, a ser considerado pelo ONS na aplicação das tarifas até a divulgação pela CCEE do desconto calculado. O desconto provisório deverá ser o menor valor entre os descontos concedidos no ato autorizativo de cada usina que compõe o arranjo híbrido/associado, ou zero, caso algum empreendimento não tenha direito ao desconto. Quando o desconto para o referido mês for calculado pela CCEE, o ONS deverá realizar os ajustes nas faturas subsequentes, baseado na diferença entre o desconto concedido preliminarmente e o desconto calculado e divulgado pela CCEE.
- Para os consumidores livres e autoprodutores, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUST/TUSD das unidades consumidoras modeladas será o valor resultante do equacionamento matricial, e corresponderá à média global dos descontos repassados pelos seus contratos de compra de energia incentivada especial ou incentivada não especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre os montantes mensais de energia associados a seus contratos de compra de energia incentivada, e o consumo mensal verificado somado à eventual venda cessão de energia.

Eventual redução do desconto associado à energia incentivada vendida por um agente de geração/comercialização, seja decorrente da ultrapassagem do limite de 49% da garantia física apurada na compra de contratos de energia convencional, seja pela ultrapassagem do limite de potência injetada, incluindo os casos previstos no §1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427 de 1996, ou ainda pela comercialização de energia com insuficiência de lastro para venda, será refletida em toda a cadeia de comercialização em que este agente estiver envolvido.

1.1.3. Abordagem Matricial

Com objetivo de não restringir as intermediações na comercialização de energia incentivada e tratar adequadamente o repasse do desconto que está associado à energia elétrica produzida pelos empreendimentos de geração enquadrados no art. 26 da Lei nº 9.427 de 1996, observados os casos de insuficiência de lastro para venda e de violação dos limites de potência injetada e de complementação de geração, foi adotada a técnica de solução de sistemas de equações lineares via abordagem matricial para representar as partes envolvidas na comercialização de energia incentivada e apurar o desconto final a que os agentes têm direito.

Na construção da matriz de comercialização de energia incentivada, cada agente ocupa uma posição específica. A montagem dessa matriz segue basicamente duas regras:

- Para preencher os elementos da diagonal principal, considera-se o maior valor entre os recursos e os requisitos de cada agente que participa desse segmento de mercado. A Figura 4 apresenta, para cada tipo de agente, a relação de recursos e requisitos adquiridos no mês de contabilização atinentes à comercialização de energia incentivada.

Tipo de agente	Recursos	Requisitos
<ul style="list-style-type: none"> • Agente de geração; • Agente de comercialização com usinas modeladas; e • Autoprodutor ou Produtor Independente no perfil onde estão modeladas as usinas 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantia física das usinas modeladas; e • Contratos de compra de energia incentivada 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de venda de energia incentivada
<ul style="list-style-type: none"> • Agente de comercialização sem usinas modeladas 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de compra de energia incentivada 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de venda de energia incentivada
<ul style="list-style-type: none"> • Consumidor livre; e • Autoprodutor 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de compra de energia incentivada 	<ul style="list-style-type: none"> • Carga das unidades consumidoras
<ul style="list-style-type: none"> • Consumidor especial 	<ul style="list-style-type: none"> • Contratos de compra de energia incentivada especial 	<ul style="list-style-type: none"> • Carga das unidades consumidoras

Figura 4: Relação de recursos e requisitos de agente participante da comercialização de energia incentivada

- Para os elementos fora da diagonal principal, considera-se o montante contratado entre o agente vendedor representado na coluna "j" e o agente comprador representado na linha "i". Ou seja, os elementos fora da diagonal principal refletem o quanto de energia incentivada o agente comprador "i" adquire por intermédio de contratos celebrados com o agente vendedor "j". Esse valor da energia contratada deve ser representado com sinal negativo devido à utilização de álgebra matricial. A Figura 5 ilustra a montagem de uma matriz simplificada com três agentes: um gerador, um consumidor especial e um comercializador.

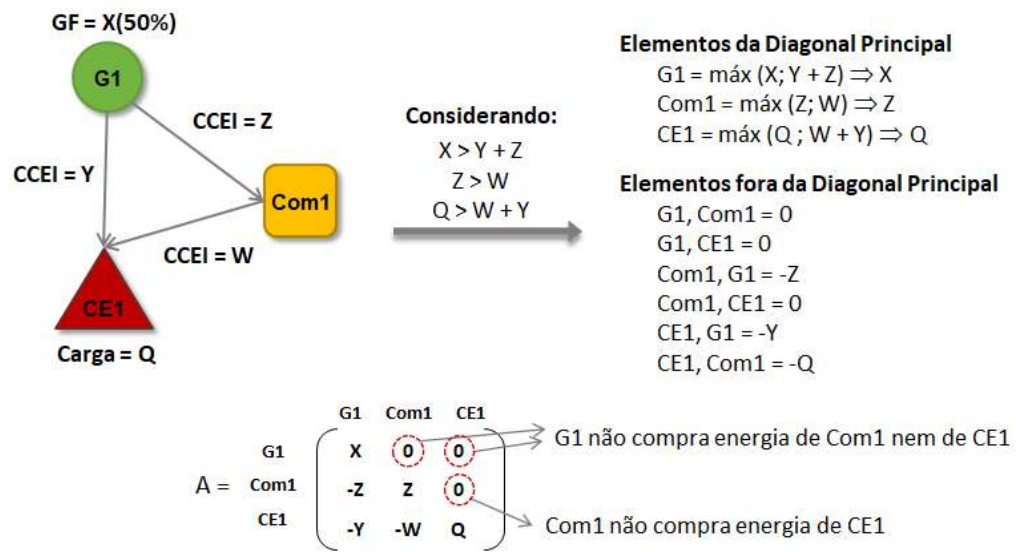


Figura 5: Exemplo de Montagem da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

2. Detalhamento das Etapas de Cálculo do Desconto

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

2.1. Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

Objetivo:

Determinar a garantia física para cálculo do desconto a ser aplicado à TUSD/TUST.

Contexto:

Para determinar a garantia física das usinas que produzem a chamada energia incentivada, é necessário identificar o tipo de empreendimento de geração de energia e se, atrelado a esse empreendimento, há um ato específico vigente que confere o seu enquadramento no disposto no art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996. A garantia física calculada nessa etapa será considerada como recurso do agente de geração/comercialização e será utilizada no cálculo do percentual de desconto, objeto de repasse por meio de seus contratos de venda de energia incentivada.

Como o art. 26 da Lei nº 9.427/96 sofreu várias alterações ao longo dos anos, muitas condições e datas são verificadas para definir o enquadramento de cada ativo com direito a desconto. Portanto é necessário calcular alguns fatores de proporcionalização, em função das usinas estarem enquadradas em alguma condição preexistente na Lei, mas suas expansões acabam sendo inseridas em outras novas condições previstas nas atualizações da Lei. Além disso, como o repasse de desconto por meio de comercialização apenas é repercutido em transações no Ambiente de Contratação Livre (ACL), é necessário descontar do recurso original de garantia física, a respectiva venda já comprometida com o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

A Figura 6 relaciona a etapa de determinação da garantia física das usinas que produzem a chamada energia incentivada em relação ao módulo completo:

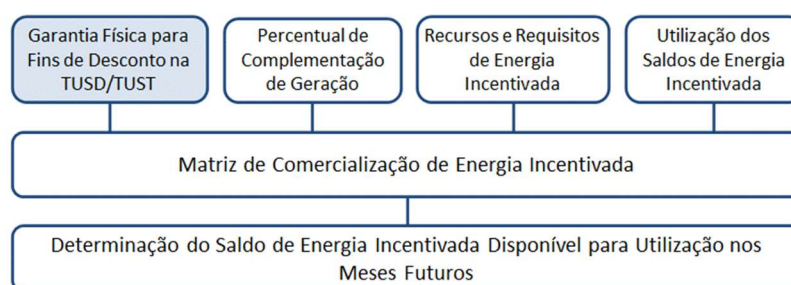


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST"

2.1.1. Detalhamento dos Fatores de Proporção em Função dos Múltiplos Enquadramentos da Lei nº 9427/96

1. Conforme disposto no Art. 26 da Lei nº 9.427/96, são necessárias as verificações das datas das outorgas de autorização, das condições de contratação e do porte do empreendimento de geração para definir o enquadramento de cada ativo com direito a desconto. Tal enquadramento está detalhado no módulo "02-Medição Contábil", na seção "ANEXO V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada"

- 1.1. Porém, há condições em que os ativos de geração podem se enquadrar em mais de um dispositivo do Art. 26 da Lei nº 9.427/1996, em função de eventuais expansões do parque gerador serem enquadrados nas novas redações da Lei, mantendo os direitos originais da parte do ativo em operação comercial que antecede tal alteração (caso das alterações das Leis nº 13.203/2015 e nº 14.120/2021). Em alguns casos, porém, apesar da usina se enquadrar em apenas um dispositivo da Lei nº 9.427/1996, este apenas permite a autorização do desconto limitado a determinada potência preestabelecida (caso das alterações da Lei nº 13.299/2016).
- 1.1.1. Nos casos acima relatados, em consonância com a redação de Lei nº 9.427/1996, o critério estabelecido para o enquadramento do direito a desconto tem como base a potência injetada do ativo de geração. Logo, primeiramente, apura-se mensalmente a potência injetada das usinas, através da verificação da hora de maior medição de geração do mês, conforme expressão:

$$MAX_MED_G_{p,m} = \max_m(MED_G_{p,j})$$

Onde:

$MAX_MED_G_{p,m}$ é a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$MED_G_{p,j}$ é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

2. Conforme determinado pela Lei nº 13.299/2016, usinas de fonte à biomassa autorizadas antes de 1º de janeiro de 2016, cuja potência injetada seja maior que 30MW e menor ou igual a 50MW, ou hidráulicas com potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50MW, com solicitação de autorização até 2 de março de 2022, devem ser autorizadas a ter desconto na TUSD/TUST, mas sua aplicação deve estar limitada a 30 MW de potência. Portanto, calcula-se tal limitação de aplicação do desconto, através de um fator redutor que representa a proporção da potência injetada além do limite de 30 MW.
- 2.1. Para usinas a biomassa, a Portaria nº 564, de 17 de outubro de 2014, estabeleceu o processo de cálculo e revisão anual dos montantes de garantia física, com base na geração de energia elétrica verificada em 12 meses, contatos a partir de 1º de junho de dois anos antes a 31 de maio do ano anterior ao de início da vigência da garantia física calculada/revisada. Portanto, com o intuito dos agentes detentores de usinas a biomassa já preverem a quantidade de garantia física anual com e sem direito a desconto, foi compatibilizado o período de geração apurado pela Portaria com a verificação do limite de potência injetada acima de 30 MW previsto na Lei, resultando no fator de proporcionalização constante ao longo do ano, que define a parcela de garantia física com direito a desconto.
- 2.1.1. Desta forma, o fator de redução a ser aplicado para a definição da garantia física com direito a desconto, em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW, é calculado para usinas a biomassa com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado de até 50MW, que possuam Garantia Física publicada, tenham todos os dados do histórico de geração utilizados no cálculo referente à metodologia da Portaria nº 564/2014 e suas garantias físicas não tenham sido recalculada com base na Portaria nº 484, de 24 de agosto de 2012, conforme expressão:

$$F_DESC_3050_{p,m} = 1 - \frac{\sum_{m \in MFD} \sum_{j \in m} \max\left(0; \frac{MED_G_{p,j} + ADDC_MED_G_{p,j}}{SPD_m} - 30\right)}{\sum_{m \in MFD} \sum_{j \in m} \left(\frac{MED_G_{p,j} + ADDC_MED_G_{p,j}}{SPD_m}\right)}$$

Onde:

$F_DESC_3050_{p,m}$ é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

MED_G_{p,j} é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina "p" por período de comercialização "j"

ADDC_MED_G_{p,j} é o Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

"MFD" é o conjunto de 12 meses que compreende o mês de maio do ano anterior ao ano do mês de apuração e os 11 meses imediatamente anteriores

"SPD_m" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

- 2.2. Para usinas hidráulicas com potência instalada de até 50MW, com solicitação de autorização até 2 de março de 2022, e demais usinas a biomassa não enquadradas no caso da Linha de Comando anterior, ambas com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado até 50MW, o fator de redução a ser aplicado para a definição da garantia física com direito a desconto, em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW, é calculado, conforme expressão:

$$F_DESC_3050_{p,m} = \min \left(1; \frac{30}{\max \left(MUSDT_{p,m}; \frac{MAX_MED_G_{p,m}}{SPD_m} \right)} \right)$$

Onde:

F_DESC_3050_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

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

MAX_MED_G_{p,m} é a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"SPD_m" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

Importante:

O Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado considerado para o mês corresponderá ao montante cadastrado no primeiro período de comercialização do respectivo mês. Desse modo, qualquer alteração efetuada durante o mês terá eficácia a partir do início do mês seguinte à sua alteração.

- 2.3. Para as demais usinas incentivadas que não se enquadram nas Linhas de Comando anteriores, não há a definição do fator de redução a ser aplicado no recurso de lastro da usina para a estabelecer a garantia física com direito a desconto, em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW. Portanto, o fator multiplicativo será neutro, conforme expressão:

$$F_DESC_3050_{p,m} = 1$$

Onde:

F_DESC_3050_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

3. Conforme determinado pela Lei nº 13.203/2015, usinas de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, com solicitação de autorização até 2 de março de 2022, possuem o direito a desconto na TUSD/TUST, desde que tenham potência injetada menor ou igual a 300 MW. Portanto, para usinas novas autorizadas após 1º de janeiro de 2016, não há a

necessidade de apurar fatores de proporcionalização. Porém, no caso de usinas autorizadas anterior a 1º de janeiro de 2016, que realizaram expansões após 1º de janeiro de 2016 e se consagraram vencedoras de leilões de energia nova, é necessário apurar o fator de proporcionalização para atendimento dos critérios de potência injetada da parcela autorizada antes de 1º de janeiro de 2016, cujo limite é 30 MW, e da parcela autorizada após de 1º de janeiro de 2016 que atenderá o compromisso de venda no leilão, cujo limite é 300 MW.

- 3.1. De forma semelhante aos casos das Linhas de Comando anteriores, apura-se um fator de redução a ser aplicado para a definição da garantia física com direito a desconto, em função da potência injetada acima de 30 MW, ocasionada pela parcela da ampliação que não está comprometida com a venda no leilão e, portanto, não possui direito a desconto, conforme expressão:

$$F_AMP_R_{p,m} = \min \left(1; \frac{30}{\max \left(\frac{MAX_MED_G_{p,m}}{SPD_m} * (1 - F_AMP_ACR_p); (MUSDT_{p,m} - MUSDT_ACR_{p,m}) \right)} \right)$$

Onde:

F_AMP_R_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada acima de 30 MW ocasionada pela ampliação que não está comprometida com a venda no leilão regulado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

MAX_MED_G_{p,m} é a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"SPD_m" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

F_AMP_ACR_p Fator de Ampliação Comprometido com o ACR, da parcela de usina "p"

MUSDT_ACR_{p,m} é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

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

- 3.1.1. O Fator de Ampliação Comprometido com o ACR, que será calculado apenas no mês em que a ampliação entrar em operação comercial, permanecendo inalterado até que haja quaisquer novas ampliações, consiste na proporção entre a Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, e a Garantia Física total da usina:

$$F_AMP_ACR_p = \frac{GFIS_ACR_p}{GF_p}$$

Onde:

F_AMP_ACR_p Fator de Ampliação Comprometido com o ACR, da parcela de usina "p".

GF_p é a Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme ato regulatório específico

GFIS_ACR_p é a Garantia Física para a parcela da usina "p" comprometida com contratos regulados provenientes dos leilões das respectivas ampliações da parcela

Importante:

O Cálculo do Fator de Ampliação ACR (F_AMP_ACR) está associado apenas ao aumento de potência instalada da usina. Este fator calculado é fixo, independentemente de revisão de garantia física. O fator será reapurado para qualquer nova alteração de potência da usina.

- 3.1.2. O valor do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, é obtido conforme a seguinte expressão:

$$MUSDT_ACR_{p,m} = F_AMP_ACR_p * MUSDT_{p,m}$$

Onde:

MUSDT_ACR_{p,m} é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F_AMP_ACR_p Fator de Ampliação Comprometido com o ACR, da parcela de usina "p".

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

- 3.2. Para as demais usinas incentivadas que não se enquadram no caso específico relatado nas Linhas de Comando anteriores, não há a definição do fator de redução a ser aplicado para a definição da garantia física com direito a desconto. Portanto, o fator multiplicativo será neutro, conforme expressão:

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

Onde:

F_AMP_R_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada acima de 30 MW ocasionada pela ampliação que não está comprometida com a venda no leilão regulado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

4. Conforme determinado pela Lei nº 14.120/2021, empreendimentos de geração hidráulica com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado inferior à 50 MW, de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e, não enquadradas como empreendimentos de capacidade reduzida (potência instalada menor ou igual a 5.000 kW), que solicitarem outorga ou alteração de outorga por acréscimo de capacidade instalada, entre 2 de março de 2021 até 2 de março de 2022, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses, contados a partir da data da outorga ou da publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, possuirão a autorização do desconto na TUSD/TUST, desde que respeitados os limites de potência injetada.

- 4.1. Portanto, para essas fontes, visando à garantia de permanência do desconto autorizado, verifica-se o cumprimento da entrada em operação comercial no prazo de 48 meses de todas as unidades geradoras da usina incentivada, cujo ato autorizativo contém explicitamente a necessidade de tal verificação, pelo enquadramento daquelas no § 1º-C da Lei 14.120/2021, através do cálculo do seguinte indicador:

Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, então:

$$F_NAOP_48M_{p,m} = ADDC_NAOP_48M_{p,m}$$

Caso contrário:

(I) Se o mês de apuração "m" for **anterior** ao prazo de 48 meses contados do mês da autorização da usina, $F_{NAOP_48M_{p,m-1}} \neq 0$ e alguma unidade geradora da parcela de usina "p" **não estiver** com o status de operação comercial, então:

$$F_{NAOP_48M_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{NAOP_48M_{p,m}} = 0$$

(II) Se o mês de apuração "m" for **posterior** ao prazo de 48 meses contados do mês da autorização da usina "p" e $F_{NAOP_48M_{p,m-1}} = 1$, então:

$$F_{NAOP_48M_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$F_{NAOP_48M_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{NAOP_48M_{p,m}}$ é o Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

4.2. Para as demais usinas incentivadas que não possuem a necessidade de verificação do prazo de 48 meses para a entrada em operação comercial de suas unidades geradoras, pelo enquadramento no § 1º-C da Lei 14.120/2021, o indicador sempre será zero, conforme expressão:

$$F_{NAOP_48M_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{NAOP_48M_{p,m}}$ é o Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

5. Como a Lei nº 14.120/2021 acaba cessando, após determinado período, novas autorizações com desconto, pode haver casos de novas ampliações de capacidade instalada de usinas incentivadas que não irão possuir direito a desconto, porém a parcela existente em operação permanece com esse direito. Assim, nestes casos, é necessário calcular um fator de proporcionalização que irá definir a proporção de garantia física com o direito de repasse de desconto pela energia comercializada e também o desconto proporcional a ser aplicado a TUSDg/TUSTg da própria usina.

5.1. Portanto, semelhante aos demais casos das Linhas de Comando anteriores, a proporcionalização do desconto dos empreendimentos existentes pelas novas ampliações da capacidade não terem esse direito será refletido por um deflatores, calculado com base na potência injetada acima da potência total do empreendimento anterior à ampliação, conforme expressão:

(I) Se a parcela usina "p" possuir ampliação **sem** direito a desconto

ou

(II) Se a parcela usina "p" possuir ampliação **com** direito a desconto e $F_{NAOP_48M_{p,m}} = 1$, então

$$F_{PROP_AMP_{p,m}} = \min \left(1; \frac{CAP_ANT_AMP_p}{\max \left(\frac{MAX_MED_G_{p,m}}{SPD_m}; MUSDT_{p,m} \right)} \right)$$

Caso contrário das duas situações:

$$F_{PROP_AMP_{p,m}} = 1$$

Onde:

$F_PROP_AMP_{p,m}$ é o Fator de Redução do Desconto da TUSDg/TUSTg e da Garantia Física para Fins de Repasse do Desconto Comercializado, em função da potência injetada acima da potência total do empreendimento anterior à ampliação que não possui direito a desconto, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$CAP_ANT_AMP_p$ é a Capacidade Instalada Antes de Ampliação, da parcela de usina "p"

$F_NAOP_48M_{p,m}$ é o Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$MAX_MED_G_{p,m}$ é a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"SPD_m" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

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

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

$$CAP_ANT_AMP_p = \min(CAP_T_p - CAP_AMP_p; CAP_T)$$

Onde:

$CAP_ANT_AMP_p$ é a Capacidade Instalada Antes de Ampliação, da parcela de usina "p"

CAP_AMP_p é a Capacidade Instalada Associada à Ampliação da parcela de usina "p"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

2.1.2. Apuração da Quantidade Comprometida de Garantia Física Incentivada com Contratos do ACR

6. A apuração da garantia física para fins de desconto deve considerar eventual compromisso que a usina tenha no Ambiente de Contratação Regulado, sejam eles contratos do tipo CCEAR ou CBR. Ambos os tipos de contratos precisam ser lastreados com a garantia física da própria usina, tendo seu respectivo montante abatido da garantia física e apenas o montante remanescente será disponibilizado para comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- 6.1. No caso de usinas comprometidas com CCEAR, como há a definição padronizada da quantidade comprometida "firme" nos leilões (lotes vendidos) e também a definição padronizada do recurso de lastro (garantia física estabelecida pelo MME), é possível definir a relação entre recurso de lastro e o requisito regulado (em MWm) e, assim, o percentual de comprometimento estrutural de garantia física com o ambiente regulado, independentemente da sazonalização da garantia física e do contrato regulado. Logo, também é possível calcular as degradações estruturais de garantia física (I) pela usina não estar em operação comercial, (II) pelos impactos dos diversos fatores de perdas, (III) pela aplicação do fator de disponibilidade e (IV) pela revisão de garantia física pelo MME abaixo do compromisso regulado. Se essas degradações repercutirem em insuficiência de lastro e exigirem que a usina tenha que recompor o lastro através da compra no ACL para honrar os compromissos regulados, tais aquisições não necessariamente precisam ser de energia incentivada. Portanto, necessita-se reduzir a quantidade do contrato regulado que deve ser atendida com o lastro incentivado da própria usina, através da aplicação da proporção da degradação da garantia física, com o intuito de compatibilizar o recurso de lastro próprio da usina e o requisito de lastro regulado, garantindo que não haja "recurso incentivado negativo" disponível para o ACL.

6.1.1. Portanto, o Fator dos CCEARs que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto é calculado com base nos fatores de degradação da garantia física descritos na Linha de Comando anterior. Eventual republicação de garantia física pelo MME abaixo da quantidade vendida em leilão, situação na qual a usina está "mais que 100% comprometida" com o ACR, é tratada pelo Fator de Normalização do Comprometimento da Usina, cuja função é balizar para 100% (normalizar) o comprometimento de garantia física com o contrato regulado. O cálculo também leva em consideração eventuais ultrapassagens de potência injetada, quando a usina perde a condição de ser "incentivada", situação na qual a garantia física para fins de desconto é totalmente degradada.

(I) Para usinas hidráulicas participantes do MRE do tipo de energia incentivada, comprometidas com CCEARs e que possuem $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$

$$F_LGFIS_DES_CCEAR_{p,j} = F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1} * UXP_GLF_{p,j} * F_PRC_GF_{p,j} * FNC_PROD_{p,m}$$

(II) Para usinas hidráulicas não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME e não hidráulicas com garantia física definida pelo MME, ambas do tipo de energia incentivada, comprometidas com CCEARs e que possuem $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$:

$$F_LGFIS_DES_CCEAR_{p,j} = F_COMERCIAL_{p,j} * F_PDI_GF_{p,f-1} * F_DISP_{p,m} * UXP_GLF_{p,j} * F_PRC_GF_{p,j} * FNC_PROD_{p,m}$$

Caso contrário das duas condições anteriores:

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

Onde:

$F_LGFIS_DES_CCEAR_{p,j}$ é o Fator dos CCEARs que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_COMERCIAL_{p,j}$ 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"

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

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

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

$FNC_PROD_{p,m}$ é o Fator de Normalização do Comprometimento da parcela de usina "p", comprometida no mês de apuração "m"

6.2. No caso de usinas comprometidas com CBR, devido à particularidade de cada tipo de contrato, não há como definir de maneira padronizada a quantidade comprometida "firme" nos contratos (variação de montantes mensais) e também não há como definir o recurso de lastro "firme" do ativo de geração, pois algumas usinas não possuem garantia física estabelecida pelo MME. Por estes motivos, não há como definir o comprometimento estrutural das usinas com o CBR e, portanto, não há como definir se eventual insuficiência de lastro da usina é de fato estrutural ou em função de alguma conjuntura sazonal prevista em contrato ou da própria sazonalidade do recurso de lastro da usina. Portanto, a quantidade mensal dos CBRs que possuem vínculo com a usina (contratos de chamada pública de geração distribuída, de desverticalização, celebrados anteriormente à Lei nº 10.848/2004 ou oriundos do sistema isolados de distribuidora interligada, geração distribuída de chamada pública para fins energéticos ou elétricos) serão integralmente descontados do recurso de lastro próprio da usina, com o intuito de estabelecer a quantidade remanescente disponibilizada para comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

- 6.2.1. Portanto, o Fator dos Contratos Bilaterais Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto será sempre unitário, excetuando os casos de eventuais ultrapassagens de potência injetada, quando a usina perde a condição de ser "incentivada", situação na qual a garantia física para fins de desconto é totalmente degradada; conforme expressão:

Para usinas do tipo de energia incentivada, comprometidas com CBRs e que possuem $F_{PEN_TUSD_{p,m}} = 0$:

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

Caso contrário:

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

Onde:

$F_{LGFIS_DES_CBR_{p,j}}$ é o Fator dos Contratos Bilaterais Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F_{PEN_TUSD_{p,m}}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

7. A Garantia Física Disponível que Deve Lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado é definida pela quantidade total de CCEARs vendidos, atenuado por eventual degradação estrutural de garantia física. Adicionalmente, para usinas que participaram do MCSD de Energia Nova e tiveram reduções de CCEARs, no caso de terem entrado em operação comercial durante o período de redução do contrato regulado, o lastro incentivado proveniente da garantia física em operação comercial comprometido com o CCEAR original deve ser capturado, conforme expressão:

$$TGFIS_CCEAR_LAS_{p,m} = \sum_e \sum_{j \in m} (CQ_CCEAR_LAS_{p,e,j} * F_{LGFIS_DES_CCEAR_{p,j}}) + TGFIS_CCEAR_RC_{p,m}$$

Onde:

$TGFIS_CCEAR_LAS_{p,m}$ é a Garantia Física Disponível que Deve Lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$CQ_CCEAR_LAS_{p,e,j}$ é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina "p", comprometida com o CCEAR "e", no período de comercialização "j"

$F_{LGFIS_DES_CCEAR_{p,j}}$ é o Fator dos CCEAR que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$TGFIS_CCEAR_RC_{p,m}$ é a Garantia Física Disponível que Deve Lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado Reduzidos por MCSD de Energia Nova, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"p" é a parcela de usina comprometida com o CCEAR "e"

- 7.1. No caso da usina estar em operação comercial, serão descontados da garantia física disponível para a comercialização de energia incentivada os montantes reduzidos, temporários ou permanentes, dos processamentos do MCSD de Energia Nova, conforme determinado expressão:

Para as usinas que reduziram suas quantidades contratuais no MCSD de Energia Nova:

$$TGFIS_CCEAR_RC_{p,m} = \sum_{j \in m} \sum_e \left(\frac{M_RCONT_EN_{e,m}}{M_HORAS_m} * F_{LGFIS_DES_CCEAR_{p,j}} \right)$$

Para as demais usinas:

$$TGFIS_CCEAR_RC_{p,m} = 0$$

Onde:

TGFIS_CCEAR_RC_{p,m} é a Garantia Física Disponível que Deve Lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado Reduzidos por MCSD de Energia Nova, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_RCONT_EN_{e,m} é o Montante de Redução de Contratos no MCSD de Energia Nova, definido com base no montante original, comprometido com o contrato "e", no mês de apuração "m"

M_HORAS_m é a Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato.

F_LGFIS_DES_CCEAR_{p,j} é o Fator dos CCEAR que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

"f" é ano de apuração associado ao mês de apuração "m"

Importante:

Somente serão considerados no cálculo as reduções contratuais provenientes de MCSD de Energia Nova realizados a partir de 18 de dezembro de 2020, conforme determinado em Resolução Normativa.

8. A Garantia Física Disponível por Usina que Deve Lastrear os Contratos Bilaterais Regulados é definida pela quantidade total de CBRs vendidos que possuem vínculo com a usina, exceto na hipótese de ultrapassagem de potência injetada, que configure a perda da condição da usina ser "incentivada". Para casos específicos em que duas ou mais usinas estejam vinculadas ao mesmo CBR, a obrigação de atendimento com o lastro próprio de cada ativo de geração será definida com base nas respectivas proporções de capacidade instalada, conforme expressão:

$$TGFIS_CBR_LAS_{p,m} = \sum_{e \in PCBR} \sum_{j \in m} \left(CQ_{e,j} * F_LGFIS_DES_CBR_{p,j} * \frac{CAP_T_p}{\sum_{p \in e} CAP_T_p} \right)$$

Onde:

TGFIS_CBR_LAS_{p,m} é a Garantia Física Disponível por Usina que Deve Lastrear os Contratos Bilaterais Regulados, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

CQ_{e,j} é a Quantidade Modulada do Contrato "e" no período de comercialização "j"

F_LGFIS_DES_CBR_{p,j} é o Fator dos Contratos Bilaterais Regulados que devem ser Lastreados pela Garantia Física própria para fins de Desconto da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

CAP_T_p é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

"PCBR" é o conjunto de usinas "p" que respaldaram os Contratos Bilaterais Regulados "e"

2.1.3. Detalhamento do Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

9. O processo de cálculo da garantia física das usinas autorizadas como fontes incentivadas, para fins de cálculo do desconto na TUSD/TUST, será obtido em função da verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, do enquadramento do ativo de geração no respectivo dispositivo da Lei nº 9427/96, do compromisso de atendimento ao mercado regulado e se o empreendimento possui ou não garantia física definida pelo MME.
- 9.1. Para as usinas que possuem o tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, que não possuam garantia física definida pelo Poder Concedente, cujos agentes proprietários optaram por utilizar a média móvel da geração realizada no horizonte de 12 meses, compreendidos entre o mês de apuração e mais os 11 meses anteriores, como lastro para efeito do cálculo do desconto aplicável à TUSD/TUST, a Garantia Física Preliminar para

Fins de Desconto na TUSD/TUST será a média de geração, desde que não haja penalidades por ultrapassagem de potência injetada, descontada de eventual utilização do lastro da usina para outros fins que não a comercialização no ACL (do mês de contabilização atual e dos acumulados não lastreados dos meses de contabilização anteriores), dada pela seguinte expressão:

Se $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$, então:

$$GFIS_DT_PRE_{p,m} = \left(\sum_{j \in m} \left(\frac{\sum_{m \in 12MU} \sum_{j \in m} G_{p,j}}{\sum_{m \in 12MU} M_SPD_m} \right) \right) - TGFIS_CBR_LAS_{p,m} - REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr} + \min(0; GFIS_DT_PRE_{p,m-1}) + ADDC_GFDT_PRE_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_PRE_{p,m} = \min(0; GFIS_DT_PRE_{p,m-1}) + ADDC_GFDT_PRE_{p,m}$$

$$mr = m$$

Onde:

$GFIS_DT_PRE_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

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

$TGFIS_CBR_LAS_{p,m}$ é a Garantia Física Disponível por Usina que Deve Lastrear os Contratos Bilaterais Regulados, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr}$ é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física para Cobrir Atraso ou Descasamento de Usinas, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"

$ADDC_GFDT_PRE_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

M_SPD_m é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" "12MU" corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês de apuração "m" e os 11 meses que o antecedem ("m-11" a "m") ou o período de vigência da usina na CCEE (o que for menor)

Importante:

Somente serão considerados no cálculo as reduções contratuais provenientes de MCSD de Energia Nova realizados a partir de 18 de dezembro de 2020, conforme determinado em Resolução Normativa.

Representação Gráfica

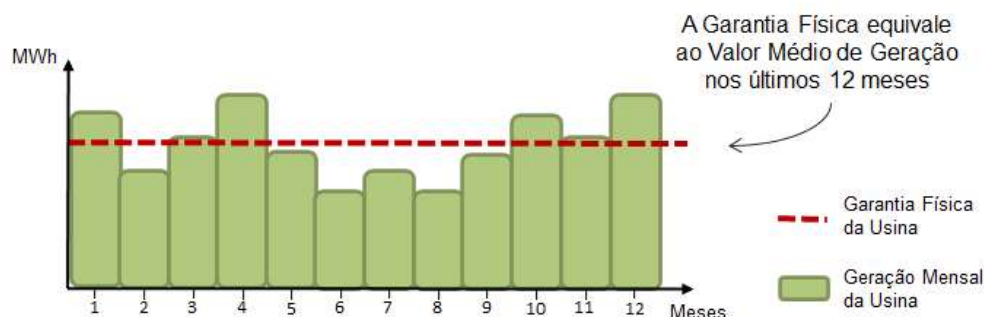


Figura 7: Cálculo da Garantia Física em Função da Média Histórica dos últimos 12 Meses

- 9.2. Para as demais usinas, desde que não haja penalidades por ultrapassagem de potência injetada, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar será o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada usina, descontado de eventual utilização do lastro da usina para outros fins que não a comercialização no ACL (do mês de contabilização atual e dos acumulados não lastreados dos meses de contabilização anteriores), conforme expressão:

Se $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$, então:

$$GFIS_DT_PRE_{p,m} = TGFIS_PNL_USI_{p,m} - TGFIS_CCEAR_LAS_{p,m} - TGFIS_CBR_LAS_{p,m} - REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr} + \min(0, GFIS_DT_PRE_{p,m-1}) + ADDC_GFDT_PRE_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_PRE_{p,m} = \min(0; GFIS_DT_PRE_{p,m-1}) + ADDC_GFDT_PRE_{p,m}$$

$$mr = m$$

Onde:

$GFIS_DT_PRE_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$TGFIS_PNL_USI_{p,m}$ é o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$TGFIS_CCEAR_LAS_{p,m}$ é a Garantia Física Disponível que Deve Lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$TGFIS_CBR_LAS_{p,m}$ é a Garantia Física Disponível por Usina que Deve Lastrear os Contratos Bilaterais Regulados, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr}$ é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física para Cobrir Atraso ou Descasamento de Usinas da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"

ADDC_GFDT_PRE_{p,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

Importante:

No caso de usinas comprometidas com CBRs que possuem valor negativo acumulado de GFIS_DT_PRE após o término desses contratos, o agente pode solicitar uma avaliação para a CCEE, com o intuito dos valores negativos serem zerados, desde que seja comprovado que estruturalmente a quantidade de recurso próprio da usina não foi suficiente para honrar o CBR. Tal verificação será com base na comparação entre o recurso total de garantia física da usina em relação a quantidade vendida do CBR, durante toda a vigência do contrato.

10. A Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será o valor positivo da Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar, ponderado pelos fatores de redução para cada enquadramento específico da Lei nº 9427/96 e zerado em função da ultrapassagem de potência injetada para cada enquadramento específico da Lei nº 9427/96, conforme expressão:

- 10.1. Para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será calculada conforme a seguinte expressão:

Se $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$, então:

$$GFIS_DT_{p,m} = (\max(0; GFIS_DT_PRE_{p,m}) * F_AMP_R_{p,m}) + ADDC_GFDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_{p,m} = 0$$

Onde:

GFIS_DT_{p,m} é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F_PEN_TUSD_{p,m} é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

GFIS_DT_PRE_{p,m} é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

F_AMP_R_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada acima de 30 MW ocasionada pela ampliação que não está comprometida com a venda no leilão regulado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

ADDC_GFDT_{p,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

- 10.2. Para as demais usinas que possuem ampliação, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será degradada, caso a ampliação não tiver o direito a desconto ou não entrou em operação comercial com todas as unidades geradoras em 48 meses contatos a partir da data de alteração da outorga, conforme expressão:

Se $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$, então:

$$GFIS_DT_{p,m} = (\max(0; GFIS_DT_PRE_{p,m}) * F_PROP_AMP_{p,m}) + ADDC_GFDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_{p,m} = 0$$

Onde:

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_PRE_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PROP_AMP_{p,m}$ é o Fator de Redução do Desconto da TUSDg/TUSTg e da Garantia Física para Fins de Repasse do Desconto Comercializado, em função da potência injetada acima da potência total do empreendimento anterior à ampliação que não possui direito a desconto, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ADDC_GFDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

10.3. Para as usinas que não apresentem ampliação, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será calculada conforme expressão:

$$\text{Se } F_PEN_TUSD_{p,m} = 0 \text{ e } F_NAOP_48M_{p,m} = 0$$

$$GFIS_DT_{p,m} = (\max(0; GFIS_DT_PRE_{p,m}) * F_DESC_3050_{p,m}) + ADDC_GFDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_{p,m} = 0$$

Onde:

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_NAOP_48M_{p,m}$ é o Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_PRE_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$F_DESC_3050_{p,m}$ é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$ADDC_GFDT_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerando a Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

2.1.1.4. Dados de Entrada do Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

ADDC_MED_G_{p,j}	Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAD	
	Descrição	Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_GFDTP_{p,m}	Ajuste de Garantia Física Para Fins de Desconto Decorrente de Deliberação do CAD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDC_GFDTPRE_{p,m}	Ajuste de Garantia Física Para Fins de Desconto Preliminar Decorrente de Deliberação do CAD	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado na Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CAP_AMP_p	Capacidade Instalada Associada à Ampliação	
	Descrição	Capacidade Instalada Associada à Ampliação da parcela de usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
CAP_T_p	Capacidade Instalada Total	
	Descrição	Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

	Quantidade Modulada do Contrato	
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada	
CQ_CCEAR_LAS_{p,e,j}	Descrição	Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina "p", comprometida com o CCEAR "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	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 no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Fator de 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	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}	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina "p", no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada	
F_PRC_GF_{p,f}	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
F_PEN_TUSD_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1

Fator de Redução de Contratos no MCSD de Energia Nova		
F_RCONT_EN_{e,m}	Descrição	Fator de Redução de Contratos no MCSD de Energia Nova, definido com base no montante original, comprometido com o contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

Fator de Normalização do Comprometimento da Usina		
FNC_PROD_{p,m}	Descrição	Fator de Normalização do Comprometimento da parcela de usina "p", comprometida no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Penalidade de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Garantia Física		
GF_p	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina "p" conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo I sem CVU, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Horas no Mês		
M_HORAS_m	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Montante de Redução de Contratos no MCSD de Energia Nova		
M_RCONT_EN_{e,m}	Descrição	Montante de Redução de Contratos no MCSD de Energia Nova, definido com base no montante original, comprometido com o contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Medição de Geração Não Ajustada da Usina		
MED_G_{p,j}	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados de Pontos de Medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado		
MUSDT_{p,m}	Descrição	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos
Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física para Cobrir Atraso ou Descasamento de Usinas		
REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr}	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física para Cobrir Atraso ou Descasamento de Usinas, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da receita de usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês		
M_SPD_m	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"		
SPD_m	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
Total da Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Usina		
TGFIS_PNL_USI_{p,m}	Descrição	Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	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

2.1.5. Dados de Saída do Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST		
GFIS_DT_{p,m}	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Redução do Desconto Motivada por Ampliações sem Direito à Desconto		
F_PROP_AMP_{p,m}	Descrição	Fator de redução do Desconto da TUSDg/TUSTg e da Garantia Física para fins de Repasse do Desconto Comercializado, em função da potência injetada acima da potência total do empreendimento antes da ampliação que não possui direito a desconto, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial		
F_NAOP_48M_{p,m}	Descrição	Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2. Determinação do Percentual de Complementação de Geração

Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem do limite estabelecido na legislação para contratação de energia não especial pelos agentes geradores de energia incentivada especial.

Contexto:

O gerador vendedor de energia especial poderá adquirir energia não especial até o limite de 49% da garantia física de suas usinas. Caso esse limite seja ultrapassado, será atribuído, para fins de equacionamento matricial, valor zero para o desconto associado às usinas de sua propriedade no mês de cálculo do desconto aplicado à TUSD/TUST.

A Figura 8 relaciona esta etapa de verificação da complementação da geração não incentivada em relação ao módulo completo:

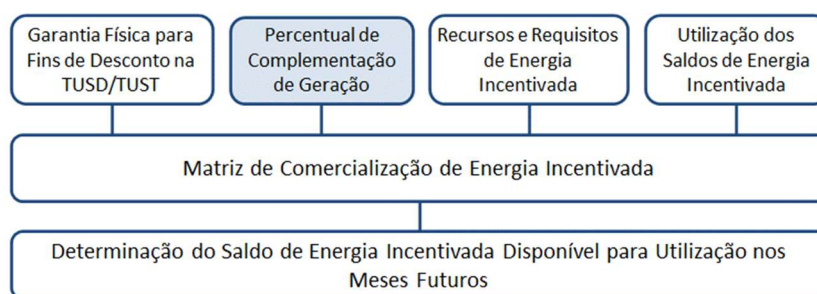


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST"

2.2.1. Cálculo do Percentual de Complementação de Geração

- Para os agentes vendedores de energia incentivada especial, é obtido o percentual de complementação de geração pela relação dos contratos de compra de energia convencional não especial, descontada da necessidade de recomposição de lastro do agente motivada por CCEARs, com a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST, conforme expressão que segue:

$$PCG_{a,m} = \frac{\max \left(0; \left(\left(\sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \notin ECIE \\ e \notin ECCE}} CQ_{e,j} \right) - TCV_PNL_CCEAR_LACL_{a,m} \right) \right)}{\sum_{p \in a} GFIS_DT_{p,m}}$$

Onde:

$PCG_{a,m}$ é o Percentual de Complementação de Geração do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$TCV_PNL_CCEAR_LACL_{a,m}$ é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente "a"

“ECIE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial

“ECCE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia convencional especial

- 11.1. Apurado o percentual de complementação de geração, é verificado se o agente ultrapassou o limite permitido para compra de contratos de energia não especial, com objetivo de complementar a geração de suas usinas. Em caso de ultrapassagem do limite de 49% para a complementação da geração, a energia associada a todas as usinas modeladas no perfil do agente perderá o direito de repasse do desconto ao agente comprador, na forma que segue:

Se $PCG_{a,m} > 0,49$, então:

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

Caso Contrário

$$ULCG_{p,m} = 0$$

Onde:

$PCG_{a,m}$ é o Percentual de Complementação de Geração do agente “a” no mês de apuração “m”

$ULCG_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Complementação de Geração da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

2.3.2 Determinação do Desconto Ajustado da Usina para Fins de Comercialização

12. Identificada a ocorrência de ultrapassagem do limite de complementação de geração ou do limite de potência injetada, é zerado o desconto associado às usinas que produzem energia incentivada especial e às usinas que produzem energia incentivada não especial, para fins de utilização na matriz de comercialização de energia incentivada. Caso contrário, o desconto da parcela da usina mantém o valor concedido através de ato autorizativo conforme expressão:

Se $(ULCG_{p,m} = 0)$ e $(F_PEN_TUSD_{p,m} = 0)$, então:

$$DESC_AJU_{p,m} = PERC_DESC_p$$

Caso Contrário:

$$DESC_AJU_{p,m} = 0$$

Onde:

$DESC_AJU_{p,m}$ é o Desconto Ajustado da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULCG_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Complementação de Geração da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PERC_DESC_p$ é o Percentual de Desconto da parcela de usina “p”

Importante:

Para as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) que não individualizaram a medição para cada tipo de fonte que compõem o conjunto híbrido, o desconto cadastrado ("PERC_DESC") para a única parcela de usina modelada deverá ser o menor entre o desconto das fontes, conforme ato autorizativo, podendo ser zero, caso uma das fontes não possua o direito a desconto. Tal cadastro refere-se ao desconto repassado pela usina na comercialização de energia incentivada e também ao desconto aplicado na própria TUSTg, sendo este detalhado na seção 2.5.3 deste módulo.

Para as Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição ou Centrais Geradoras Associadas, como cada fonte é correspondente a uma parcela de usina individualizada, a energia incentivada pode ser negociada distintamente por tecnologia de geração, devendo o desconto cadastrado ("PERC_DESC") ser o autorizado de cada fonte, conforme ato autorizativo. Tal cadastro refere-se apenas ao desconto repassado pela usina na comercialização de energia incentivada, pois, conforme regulação, o desconto aplicado na TUSTg do montante de uso comum às fontes híbridas/associadas deve ser ponderado pela geração de cada tecnologia, conforme detalhado na seção 2.5.3 deste módulo.

2.2.2. Dados de Entrada da Determinação do Percentual de Complementação da Geração

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
F_PEN_TUSD_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST		
GFIS_DT_{p,m}	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre		
TCV_PNL_CCEAR_LACL_{a,m}	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidade de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual de Desconto da Usina		
PERC_DESC_p	Descrição	Percentual de Desconto da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.2.3. Dados de Saída da Determinação do Percentual de Complementação da Geração

DESC_AJU_{p,m}		Desconto Ajustado da Usina	
	Descrição	Desconto Ajustado da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"	
	Unidade	n.a.	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

PCG_{p,m}		Percentual de Complementação de Geração	
	Descrição	Percentual de Complementação de Geração do agente "a" no mês de apuração "m"	
	Unidade	n.a.	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

2.3. Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

Objetivo

Determinar a quantidade dos recursos e requisitos de energia incentivada do agente no mês de apuração.

Contexto:

Para que o agente vendedor repasse desconto na venda de energia incentivada ou o agente consumidor possua desconto TUSD/TUST para suas cargas, é necessário que estes possuam recursos de energia incentivada.

Logo, a venda de energia incentivada gera um requisito de lastro incentivado para o agente que deve ser coberto com recursos provenientes de garantia física própria para fins de desconto da TUSD/TUST ou contratos de compra de energia incentivada. De modo análogo, o consumo da carga do agente que participa da comercialização de energia incentivada também se torna um requisito a ser coberto com recursos provenientes de contratos de compra de energia incentivada.

A Figura abaixo identifica a etapa de "Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada" no módulo "Cálculo de Descontos TUSD/TUST".

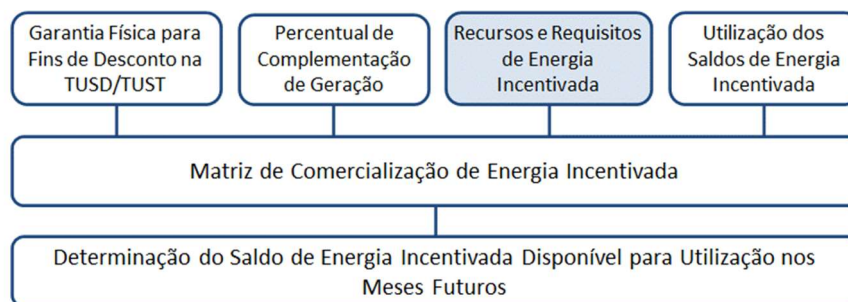


Figura 9: Esquema Geral do Módulo "Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST"

2.3.1. Definição de Recurso e Requisito de Energia Incentivada

13. Os recursos de energia incentivada são contratos de compra de energia incentivada efetuados pelo agente somados, no caso de geradores, à garantia física para fins de desconto, apurados por perfil de agente. Já os requisitos de energia incentivada são contratos de venda de energia incentivada efetuados pelo agente e o consumo de agentes que possuem carga que participam deste tipo de comercialização, também apurados por perfil de agente.
 - 13.1. A energia gerada por usinas incentivadas destinada à autoprodução, conforme Lei nº 13.203, apenas podem repassar desconto na TUSD/TUST para à respectiva carga atendida em caso de a usina ter entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. Logo, os contratos de repasse de autoprodução provenientes de uma usina incentivada para sua respectiva carga apenas servirá de recurso de energia incentivada para o perfil de agente consumidor em caso da usina que lastreou o contrato de repasse de autoprodução tenha entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.
 - 13.2. Conforme apurado na primeira Linha de Comando deste módulo, o recurso de energia incentivada próprio de uma usina disponível para comercialização no ACL é constituído pela garantia física do empreendimento não comprometida com o ACR ou com Contratos

Bilaterais Regulados - CBRs. Desse modo, não é possível que a parcela de energia de uma usina incentivada comprometida com contratos CCEARs ou CBRs atenda este requisito com energia convencional, exceção feita à situação onde a usina ainda não tenha iniciado sua operação comercial.

13.3. Contratos de compra de energia incentivada utilizados para a recomposição de lastro de agentes que possuam usinas em atraso comprometidas com CCEARs não são considerados como recurso de energia incentivada, uma vez que estão lastreando os CCEARs e não os CCEALs.

13.4. Os contratos do Proinfa não constituem recurso de energia incentivada para o agente consumidor, porém atenuam o requisito de energia incentivada ocasionada pelo seu consumo.

2.3.2. Apuração dos Contratos de Repasse de Autoprodução que Geram Desconto na TUSD/TUST

14. A Lei 13.203/2015 estabelece que usinas incentivadas também repassam o desconto na TUSD/TUST para as unidades de consumo, referente à energia destinada às cargas de autoprodução, desde que essas usinas tenham entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

14.1. Portanto, primeiramente, apura-se a quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de empreendimentos com operação comercial após 1º de janeiro de 2016:

Se a usina "p" entrou em operação comercial após 1º de janeiro de 2016:

$$GFIS_DT_2016_{p,m} = GFIS_DT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_2016_{p,m} = 0$$

Onde:

$GFIS_DT_2016_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de Empreendimentos com Operação Comercial após 1º de janeiro de 2016, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

14.2. Para que o desconto na TUSD/TUST da usina incentivada seja repassado para sua carga correlata, é necessário o registro de um contrato de repasse de geração (entre o perfil de agente onde a usina está modelada e o perfil onde a carga de autoprodução está modelada) com o valor do recurso de energia a ser transferido. Assim, a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada é determinada conforme a seguinte expressão:

$$CQ_ERGEI_PRE_{e,j} = CQ_{e,j}$$

$$\forall e \in ERGEI \text{ ou } \in ERGEI_V$$

Onde:

$CQ_ERGEI_PRE_{e,j}$ é a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"ERGEI" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a", onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto para o representado "rp" do Comercializador Varejista

"ERGEI_V" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a" Varejista, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, sendo estes perfis exclusivos para o mesmo representado "rp" autoprodutor

Importante:

Para que o repasse de desconto para cargas de autoprodutores representados por **Agente Varejista** seja concretizado, é necessário a criação de perfil exclusivo contendo unicamente ativos de consumo do autoprodutor representado que possuem direito de autoprodução do respectivo ativo geração incentivado. Tal exigência possui a finalidade de verificação do correto enquadramento da Lei 13.203/2015, que permite o repasse de desconto dos ativos de geração de autoprodução incentivados apenas no caso de terem entrado em operação comercial após 1º de janeiro de 2016.

14.3. Portanto, a quantidade de autocontratação para fins de repasse de energia incentivada deve ser limitada no recurso disponível das usinas que entraram em operação comercial após 1º de janeiro de 2016 e lastreiam tal contrato, conforme expressão:

$$CQ_ERGEI_{e,j} = CQ_ERGEI_PRE_{e,j} * \min \left(1; \frac{\sum_{p \in a} GFIS_DT_2016_{p,m}}{\sum_{j \in m} \sum_{EVA} CQ_ERGEI_PRE_{e,j}} \right)$$

Onde:

$CQ_ERGEI_{e,j}$ é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CQ_ERGEI_PRE_{e,j}$ é a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$GFIS_DT_2016_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de Empreendimentos com Operação Comercial após 1º de janeiro de 2016, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"EVA" é o conjunto de contratos de venda do perfil de agente "a"

2.3.3. Apuração do Recurso de Energia Incentivada

15. O Recurso de Energia Incentivada é apurado por perfil de agente que participa da comercialização de energia incentivada, sendo composto pelo total de compra de energia incentivada e a garantia física para fins de desconto na TUSD/TUST do perfil de agente. Os perfis que participam da comercialização de energia incentivada são todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutores; e perfis de agente com o tipo de energia "incentivada", conforme expressão:

Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutores; e perfis de agente com o tipo de energia "incentivada"

$$RECURSO_EI_{a,m} = \max(0; TCC_EI_{a,m} + GFIS_DT_PERF_{a,m} + ADDCL_DC_{a,m})$$

Onde:

$RECURSO_EI_{a,m}$ é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$TCC_EI_{a,m}$ é o Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_PERF_{a,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente "a" no mês de apuração "m"

$ADDCL_DC_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Lastro, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

15.1. O Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada é apurado pela soma das quantidades dos contratos de energia de incentivada de compra registrados no perfil de agente apurado, com exceção dos utilizados para a recomposição de lastro de agentes que possuam usinas em atraso comprometidas com CCEARs e os de repasse de geração de autoprodução que são lastreados por usinas incentivadas que entraram em operação comercial antes de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se o perfil do agente possui o tipo de energia incentivada especial, autoprodutor especial ou consumidor especial:

$$TCC_EI_{a,m} = \left(\sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECIE \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin ERGEI_V \\ e \notin RECOMP}} CQ_{e,j} \right) + \left(\sum_{j \in m} \sum_{e \in ECA} CQ_ERGEI_{e,j} \right)$$

Se o perfil do agente possui o tipo de energia incentivada não especial, autoprodutor ou consumidor livre:

$$TCC_EI_{a,m} = \left(\sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECI \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin ERGEI_V \\ e \notin RECOMP}} CQ_{e,j} \right) + \left(\sum_{j \in m} \sum_{e \in ECA} CQ_ERGEI_{e,j} \right)$$

Onde:

TCC_EI_{a,m} é o Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

CQ_{e,j} é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

CQ_ERGEI_{e,j} é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente "a"

"ECIE" é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial

"ECI" é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial e de energia incentivada não especial

"CCEAL" é o conjunto de contratos "e", que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contratação Livre (ACL)

"ERGEI" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a", onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

"ERGEI_V" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a" Varejista, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, sendo estes perfis exclusivos para o mesmo representado "rp" autoprodutor

"RECOMP" é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

Importante:

A compra de contratos provenientes de perfis onde as cargas do **Agente Varejista** estão modeladas será considerado como recurso de energia incentivado para o agente comprador e requisito de energia incentivada para o perfil de agente varejista. O desconto associado a tal contrato será o resultante da matriz de desconto do perfil do agente varejista

Não é permitido aos agentes da classe consumidores especiais a aquisição de energia incentivada oriunda de empreendimento de geração enquadrado como Incentivado Não Especial. Desta forma, não deve haver registro de Contratos de Comercialização de Energia Incentivada Não Especial para estes agentes.

15.2. O Total de Garantia Física para fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente é a soma desse parâmetro de todas as usinas modelada no perfil de agente e será zero, caso o perfil tenha ultrapassado o limite de compra de energia convencional, conforme expressão:

Se $PCG_{a,m} > 0,49$, então:

$$GFIS_DT_PERF_{a,m} = 0$$

Caso contrário:

$$GFIS_DT_PERF_{a,m} = \left(\sum_{p \in a} GFIS_DT_{p,m} \right)$$

Onde:

$GFIS_DT_PERF_{a,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente "a" no mês de apuração "m"

$PCG_{a,m}$ é o Percentual de Complementação de Geração do agente "a" no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

2.3.4. Apuração do Requisito de Energia Incentivada

16. Os requisitos de energia incentivada são apurados para os perfis de agentes que participam da comercialização de energia incentivada, que possuam valores de recurso de energia incentivada no mês, e correspondem aos contratos de venda incentivados realizados pelo perfil de agente e/ou consumo proveniente de cargas modeladas no perfil em questão, conforme expressão:

Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutor, e perfis de agente com o tipo de energia "incentivada",

$$REQUISITO_EI_{a,m} = TCV_EI_{a,m} + TRC_EI_{a,m} + ADDCR_DC_{a,m}$$

Onde:

$REQUISITO_EI_{a,m}$ é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$TCV_EI_{a,m}$ é o Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$TRC_EI_{a,m}$ é o Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

ADDCR_DC_{a,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Requisito, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

16.1. O Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada é apurado pela soma das quantidades dos CCEALS de energia de incentivada de venda registrados pelo perfil de agente apurado, com exceção dos contratos de repasse de geração de autoprodução que são lastreados por usinas incentivadas que entraram em operação comercial anteriormente a 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutor, e perfis de agente com o tipo de energia "incentivado"

$$TCV_{EI_{a,m}} = \left(\sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECI \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin ERGEI_V}} CQ_{e,j} \right) + \left(\sum_{j \in m} \sum_{e \in EVA} CQ_{ERGEI_{e,j}} \right)$$

Onde:

TCV_EI_{a,m} é o Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

CQ_{e,j} é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

CQ_ERGEI_{e,j} é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"EVA" é o conjunto de contratos de venda do perfil de agente "a"

"ECI" é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial e de energia incentivada não especial

"CCEAL" é o conjunto de contratos "e", que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contratação Livre (ACL) "ERGEI" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a", onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

"ERGEI" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a", onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

"ERGEI_V" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a" Varejista, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, sendo estes perfis exclusivos para o mesmo representado "rp" autoprodutor

16.2. O Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST é a soma do consumo das cargas modelas no perfil de agente apurado, descontado dos contratos do Proinfa atribuídos a tais cargas, conforme expressão:

$$TRC_{EI_{a,m}} = \max \left(0; \sum_{j \in m} \left(\left(\sum_s TRC_{a,s,j} \right) - \left(\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECPFA}} CQ_{e,j} \right) \right) \right)$$

Onde:

TRC_EI_{a,m} é o Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

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

CQ_{e,j} é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

"ECA" é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente "a"

“ECPFA” é o conjunto de contratos do Proinfa

2.3.5. Dados de Entrada para Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

ADDCL_DC_{a,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Lastro	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Lastro para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ADDCR_DC_{a,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Requisito	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Requisito para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
CQ_{e,j}	Quantidade Modulada do Contrato	
	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFIS_DT_{p,m}	Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST	
	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PCG_{p,m}	Percentual de Complementação de Geração	
	Descrição	Percentual de Complementação de Geração do agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação de Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Total do Agente

TRC_{a,s,j}

Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e Período de Comercialização "j"
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.3.6. Dados de Saída para Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada		
CQ_ERGEI_{e,j}	Descrição	Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Recurso de Energia Incentivada		
RECURSO_EI_{a,m}	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente		
REQUISITO_EI_{a,m}	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4. Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

Objetivo

Determinar a utilização dos saldos de energia incentivada, formados nos meses anteriores através das sobras de recursos incentivados, válidos por 11 meses.

Contexto:

Nesta etapa, detalha-se a disponibilidade, utilização e atualização de saldo de energia incentivada, para a cobertura de déficit no mês de apuração, a ser considerado posteriormente na matriz de comercialização de energia incentivada. O cálculo dos saldos formados nos meses anteriores é efetuado conforme descrito na seção Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros.

A Figura 10 identifica a etapa de Utilização dos Saldos de Energia no módulo "Cálculo de Descontos TUSD/TUST".

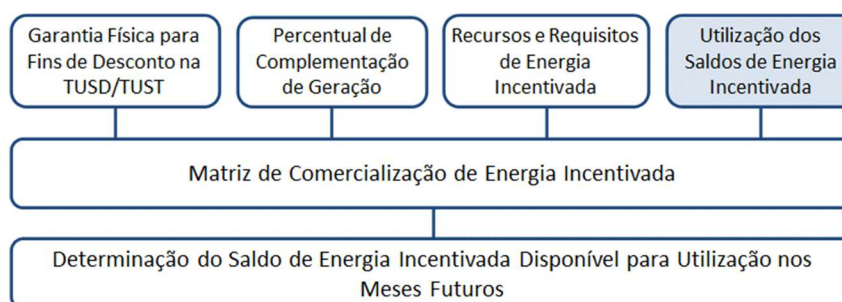


Figura 10: Esquema Geral do Módulo "Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST"

2.4.1. Verificação de Déficit de Recurso Incentivado e Saldos Incentivados Disponíveis

- Os saldos de recursos incentivados serão utilizados quando houver déficit de energia incentivada no mês de apuração, e houver recurso de energia incentivada caracterizando a comercialização de energia incentivada, calculado conforme expressão abaixo:

$$DEFICIT_EI_{a,m} = \max(0; REQUISITO_EI_{a,m} - RECURSO_EI_{a,m})$$

Onde:

DEFICIT_EI_{a,m} é o Déficit de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

REQUISITO_EI_{a,m} é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

RECURSO_EI_{a,m} é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

- Os saldos de energia incentivada disponíveis atualizados para a utilização no mês de apuração são calculados verificando, nos 11 meses anteriores ao mês de apuração, os saldos formados (recurso subtraído do requisito), descontados da parcela do saldo formado que não possui desconto associado, e do saldo do mês de referência utilizado para suprir déficits em outros meses, conforme expressão:

$$SALDO_DISP_A_{a,m,mr} = \max(0; RECURSO_EI_{a,m,mr} - REQUISITO_EI_{a,m,mr} - SALDO_DISP_CONV_{a,m,mr} - SALDO_UTIL_ANT_{a,m,mr} - REC_SALDO_RDESC_{a,m,mr} + ADDCS_DC_{a,m,mr})$$

Onde:

$SALDO_DISP_A_{a,m,mr}$ é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$RECURSO_EI_{a,m,mr}$ é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$REQUISITO_EI_{a,m,mr}$ é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$SALDO_DISP_CONV_{a,m,mr}$ é o Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr" (Vide linha de comando 20)

$SALDO_UTIL_ANT_{a,m,mr}$ é Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados nos Meses Anteriores ao de Apuração, do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$REC_SALDO_RDESC_{a,m,mr}$ é o Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"

$ADDCS_DC_{a,m,mr}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

18.1. Os totais dos saldos de energia incentivada já utilizados nos meses anteriores ao de apuração são calculados conforme expressão a seguir:

$$SALDO_UTIL_ANT_{a,m,mr} = \sum_{mrus} SALDO_UTIL_{a,m,mr,mrus}$$

Onde:

$SALDO_UTIL_ANT_{a,m,mr}$ é Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados nos Meses Anteriores ao de Apuração, do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$SALDO_UTIL_{a,m,mr,mrus}$ é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr" que foram utilizados nos meses "mrus"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

"mrus" representa o mês em que o saldo foi utilizado para cada mês de referência de formação de saldo "mr", compreendendo o intervalo de meses de "mr+1" a "m-1". Para "mr = m-1", não há "mrus"

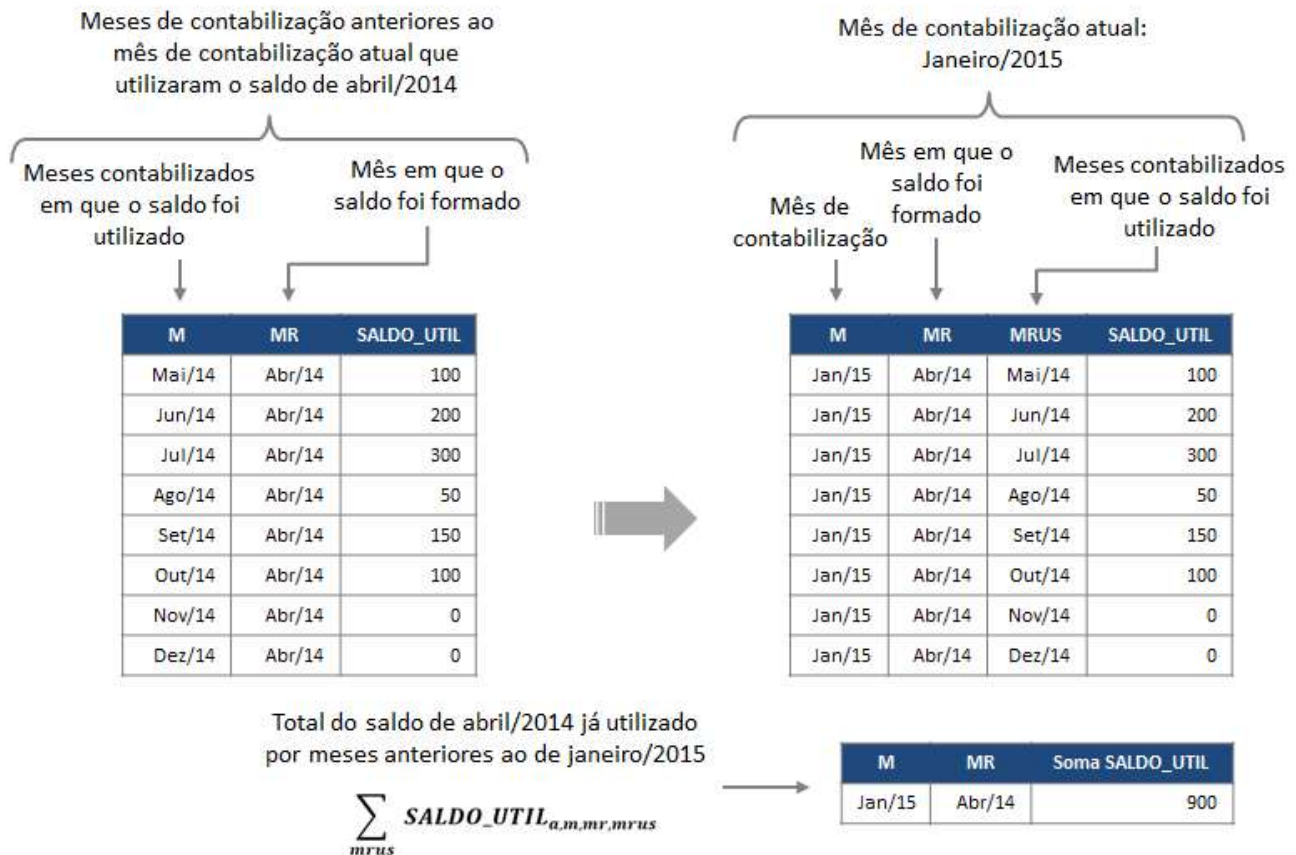


Figura 31 - Exemplo: Disposição dos meses de referência para a formação do SALD_DISP_A

19. Ao determinar os saldos incentivados disponíveis, dentro da janela de apuração, é necessário também apurar quais são os percentuais de desconto associado aos saldos, de acordo com a seguinte expressão:

$$PERC_DESC_SALDO_A_{a,m,mr} = PERC_DESC_SALDO_{a,m,mr} + ADDCP_DC_{a,m,mr}$$

Onde

$PERC_DESC_SALDO_A_{a,m,mr}$ é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado Atualizado do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$PERC_DESC_SALDO_{a,m,mr}$ é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$ADDCP_DC_{a,m,mr}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

2.4.2. Utilização e Atualização dos Saldos Incentivados Disponíveis

20. O déficit de energia incentivada será abatido prioritariamente utilizando os saldos de energia incentivada dos meses mais antigos dentro da janela de apuração, conforme descrito nas equações a seguir:

Se o mês de referência de formação de saldo "mr", corresponder ao "m-11", então:

$$DEFICIT_ABAT_{a,m,mr} = DEFICIT_EI_{a,m}$$

Caso contrário:

$$DEFICIT_ABAT_{a,m,mr} = DEFICIT_ABAT_{a,m,mr-1} - SALDO_UTIL_{a,m,mr-1}$$

Onde:

DEFICIT_ABAT_{a,m,mr} é o Déficit de Energia Incentivada a Ser Abatido do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

DEFICIT_EI_{a,m} é o Déficit de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

SALDO_UTIL_{a,m,mr} é o Saldo Utilizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr" (Vide Linha de Comando 11.1)

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

20.1. O Saldo de Energia Incentivada Utilizado, relativo a cada mês de referência de formação de saldo, é calculado com base no Saldo Disponível Atualizado limitado ao Déficit a Ser Abatido, conforme expressão abaixo:

$$SALDO_UTIL_{a,m,mr} = \min(SALDO_DISP_A_{a,m,mr}; DEFICIT_ABAT_{a,m,mr})$$

Onde:

SALDO_UTIL_{a,m,mr} é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

SALDO_DISP_A_{a,m,mr} é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

DEFICIT_ABAT_{a,m,mr} é o Déficit de Energia Incentivada a Ser Abatido do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

2.4.3. Determinação do vetor de Saldo Incentivado

21. Abatidos os saldos mensais disponíveis, no limite do déficit, os saldos utilizados são relacionados com os respectivos percentuais de desconto para composição do vetor de disponibilidade de descontos na matriz de comercialização de energia, conforme expressão abaixo:

$$VET_SALDO_UTIL_{a,m} = \sum_{mr \in 11} (SALDO_UTIL_{a,m,mr} * PERC_DESC_SALDO_A_{a,m,mr})$$

Onde:

VET_SALDO_UTIL_{a,m} é o Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

SALDO_UTIL_{a,m,mr} é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

PERC_DESC_SALDO_A_{a,m,mr} é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado Atualizado do perfil de agente "a" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

11M é o conjunto de 11 meses que antecedem o mês de apuração "m" ("m-11" a "m-1").

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

2.4.4. Dados de Entrada para Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Lastro	
ADDCL_DC_{a,m}	<p>Descrição: Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Lastro para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: CCEE</p> <p>Valores Possíveis: Positivos, Negativos ou Zero</p>

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Requisito	
ADDCR_DC_{a,m}	<p>Descrição: Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Requisito para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: CCEE</p> <p>Valores Possíveis: Positivos, Negativos ou Zero</p>

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual para Apuração do Desconto	
ADDCP_DC_{a,m,mr}	<p>Descrição: Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: CCEE</p> <p>Valores Possíveis: Positivos, Negativos ou Zero</p>

Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado	
PERC_DESC_SALDO_{a,m}	<p>Descrição: Percentual de Desconto associado ao Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"</p> <p>Unidade: n.a.</p> <p>Fornecedor: Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros)</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Zero</p>

Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto	
REC_SALDO_RDESC_{a,m,mr}	<p>Descrição: Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)</p> <p>Valores Possíveis: Positivos, Negativos ou Zero</p>

Recurso de Energia Incentivada		
RECURSO_EI_{a,m}	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Requisito de Energia Incentivada		
REQUISITO_EI_{a,m}	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo sem Desconto Associado		
SALDO_DISP_CONV_{a,m}	Descrição	Saldo Incentivado Disponível para a utilização no horizonte de onze meses do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas		
ADDCS_DC_{a,m,mr}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

2.4.5. Dados de Saída para Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

Vetor do Saldo Incentivado Utilizado		
VET_SALDO_UTIL_{a,m}	Descrição	Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo de Energia Incentivada Utilizado		
SALDO_UTIL_{a,m,mr}	Descrição	Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo Disponível Atualizado		
SALDO_DISP_A_{a,m,mr}	Descrição	Saldo de Energia Incentivada Disponível Atualizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.5. Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

Objetivo:

Determinar o percentual de desconto final a ser aplicado à TUSD ou TUST dos agentes participantes da comercialização de energia incentivada.

Contexto:

Nesta etapa, detalha-se a construção da matriz de comercialização de energia incentivada a ser utilizada na solução matemática matricial para cálculo do percentual de desconto na TUSD/TUST.

A Figura 12 relaciona esta etapa de determinação do percentual de desconto a ser aplicado à TUSD ou TUST em relação ao módulo completo:

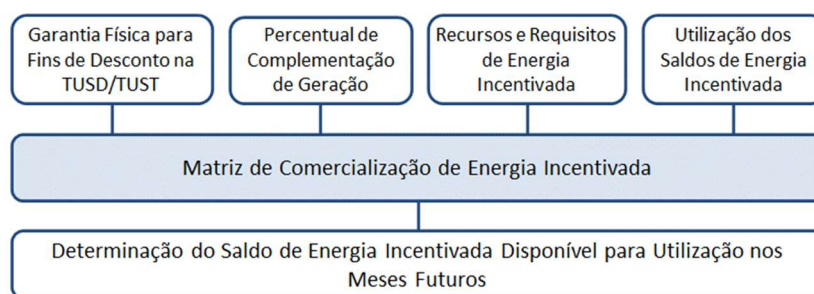


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST"

2.5.1. Determinação da Participação na Matriz de Comercialização

22. O valor da diagonal principal da matriz de comercialização de energia é determinado pelo maior valor entre o Recurso e o Requisito Incentivado, conforme expressão que segue:

$$DP_MCEI_{a,m} = \max(RECURSO_EI_{a,m}; REQUISITO_EI_{a,m})$$

Onde:

$DP_MCEI_{a,m}$ é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$REQUISITO_EI_{a,m}$ é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$RECURSO_EI_{a,m}$ é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

23. Para os agentes que atuam na comercialização de energia incentivada, é determinado o sinalizador de participação na comercialização de energia incentivada para cada mês de cálculo do desconto a ser aplicado a TUSD/TUST, de acordo com as seguintes regras:

Se

$$DP_MCEI_{a,m} > 0$$

Então:

$$PCEI_{a,m} = 1$$

Caso Contrário

$$PCEI_{a,m} = 0$$

Onde:

$PCEI_{a,m}$ é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$DP_MCEI_{a,m}$ é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

2.5.2. Cálculo do Desconto Final do Agente Resultante da Comercialização de Energia Incentivada

24. Para os agentes participantes da comercialização de energia incentivada, o desconto final a ser aplicado à TUSD/TUST é determinado mensalmente utilizando-se a solução de sistema de equações lineares, via abordagem matricial, da seguinte forma:

$$A * D = B \therefore \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1j} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{in} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \dots \\ d_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_i \end{pmatrix} \therefore D = A^{-1} * B$$

Onde:

"A" representa a Matriz de Comercialização de Energias Incentivadas

"D" representa o Vetor de Descontos Finais

"B" representa o Vetor de Disponibilidade de Descontos

"A-1" representa a matriz inversa de "A"

"i" representa uma linha da Matriz "A" e dos Vetores "D" e "B", e corresponde ao perfil de agente "a" para o qual $PCEI_{a,m} = 1$

"j" representa uma coluna da Matriz "A", e corresponde ao perfil de agente "a" para o qual $PCEI_{a,m} = 1$

" a_{ij} " representa um elemento da Matriz de Comercialização de Energias Incentivadas para o perfil de agente "a" para o qual $PCEI_{a,m} = 1$

"n" representa o total de perfis de agentes envolvidos na comercialização de Energia Incentivada, para os quais $PCEI_{a,m} = 1$

$PCEI_{a,m}$ é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

- 24.1. Para a composição da matriz de comercialização de energia incentivada, o valor de cada um dos seus elementos é determinado de acordo com a expressão que segue:

Se $i = j$

Então

$$a_{ij} = DP_MCEI_{a,m}$$

Caso Contrário

$$a_{ij} = (-1) * \left(\sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECI \\ e \in ECIJ \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin ERGEI.V \\ e \notin RECOMP}} CQ_{e,j} + \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECI \\ e \in ECIJ}} CQ_ERGEI_{e,j} + ADDC_CCEI_DC_{ij,m} \right)$$

Onde:

$DP_MCEI_{a,m}$ é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$CQ_{e,j}$ é a Quantidade Contratada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$CQ_ERGEI_{e,j}$ é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"

$ADDC_CCEI_DC_{i,j,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Incentivada, compra ou venda, para Apuração do Desconto, onde o perfil de agente "a", correspondente a linha "i", é a parte compradora, e o perfil de agente "a", correspondente à coluna "j", é a parte vendedora, no mês de apuração "m"

"ECI" é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada

"ECIJ" é o conjunto de contratos onde o perfil de agente "a", correspondente a linha "i", é a parte compradora, e o perfil de agente "a", correspondente à coluna "j", é a parte vendedora

"CCEAL" é o conjunto de contratos "e", que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contratação Livre (ACL)

"ERGEI" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a", onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

"ERGEI_V" é o conjunto de contratos "e" entre perfis do mesmo agente "a" Varejista, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, sendo estes perfis exclusivos para o mesmo representado "rp" autoprodutor

"RECOMP" é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

24.2. Para composição do vetor de disponibilidade de descontos, o valor de cada um dos seus elementos é determinado de acordo com a expressão:

$$b_i = \sum_{p \in a} (DESC_AJU_{p,m} * (GFIS_DT_{p,m})) + VET_SALDO_UTIL_{a,m} + ADDC_GF_DC_{a,m}$$

Onde:

" b_i " é o elemento do vetor de disponibilidade de desconto correspondente a linha "i"

$DESC_AJU_{p,m}$ é o Desconto Ajustado da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$GFIS_DT_{p,m}$ é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$VET_SALDO_UTIL_{a,m}$ é o Vetor de Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$ADDC_GF_DC_{a,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Garantia Física, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", correspondente a linha "i", no mês de apuração "m".

25. "a" Para o agente participante da matriz de comercialização de energia incentivada, o desconto mensal final para aplicação à TUSD/TUST é determinado conforme segue:

25.1. O valor do desconto preliminar a ser aplicado à TUSD/TUST é obtido através da solução de equação matricial ($D = A^{-1} * B$). Portanto, cada elemento do Vetor de Desconto D, " d_i ", corresponde ao Desconto Final do agente que ocupa a linha, "i", conforme segue:

25.1.1. Para o agente participante da comercialização de energia incentivada no mês de apuração, o desconto final será idêntico ao desconto preliminar. No caso do perfil de agente possuir cargas parcialmente livres modeladas, o desconto final será o resultado da matriz de comercialização ponderado pela proporção da carga livre em relação a carga total vinculadas a este perfil de agente, uma vez que a energia incentivada apenas aplica-se a contratação do Ambiente de Comercialização Livre (ACL), conforme segue:

Se $PCEI_{a,m} = 1$, então

Caso o agente possuir Cargas Parcialmente Livre atendidas por Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER:

$$DESC_CCEI_{a,m} = d_i * \left(\frac{\left(\sum_{s \in m} TRC_{a,s,j} \right)}{\left(\sum_{c \in a} \sum_{j \in m} RC_{c,j} \right)} \right)$$

Caso contrário:

$$DESC_CCEI_{a,m} = d_i$$

Onde:

PCEI_{a,m} é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

DESC_CCEI_{a,m} é o Desconto Final do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

d_i é o elemento do vetor de desconto correspondente a linha "i".

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

RC_{c,j} é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

26. Por fim, o Desconto a ser aplicado na TUSD/TUST para os ativos de consumo será o desconto final resultante da matriz de comercialização associado ao perfil em que tais ativos de consumo estejam modelados:

$$DESC_TUSDT_C_{c,m} = DESC_CCEI_{a,m}$$

Onde:

DESC_TUSDT_C_{c,m} é o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Consumidores, relativo à parcela de carga "c" no mês de apuração "m"

DESC_CCEI_{a,m} é o Desconto Final do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

2.5.3. Cálculo do Desconto a Ser Aplicado na TUSDg/TUSTg das Usinas

27. Independentemente do valor resultante da matriz de comercialização, para o desconto dos ativos de geração, a redução a ser efetivamente aplicada à TUSDg/TUSTg relacionada a cada usina corresponde ao valor integral definido em ato regulatório, exceto (I) quando for identificada a ultrapassagem da potência injetada (apurada conforme o módulo "02-Medição Contábil", na seção "ANEXO V"), tornando-se zero o desconto efetivamente aplicado a TUSDg/TUSTg, (II) quando a usina for enquadrada nos dispositivos específicos do Art. 26 da Lei nº 9.427/1996 que foram incluídos pelas Leis nº 13.203/2015 (ampliações resultantes de leilões regulados) e nº 13.299/2016 (limitação do desconto em 30 MW para usinas de até 50 MW), sendo necessário, se aplicável, a consideração de fatores deflatores de desconto, (III) quando a usina for enquadrada nos dispositivos específicos do Art. 26 da Lei nº 9.427/1996 que foram incluídos pela Lei nº 14.120/2021, sendo necessária a verificação do cumprimento de entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em 48 meses de operação, a partir da data da outorga, além, se aplicável, de fator deflatores de ampliação sem o direito a desconto e (IV) para o caso de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) ou Associadas, as quais estarão sujeitas às regras específicas de tais arranjos nas situações em que sejam distintos os valores dos descontos autorizados de cada fonte que compõe o conjunto, visto que há um único CUST contratado que abarca todas as fontes geradoras. A exceção tratada em (I) será aplicada não somente, mas, inclusive, nos casos previstos em (II) e (III).
28. Para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data, o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Geradores, será calculado conforme a seguinte expressão:

Se $F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$

$$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} = PERC_DESC_CAL_{p,m} * F_AMP_P_{p,m}$$

Caso Contrário

$$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} = 0$$

Onde:

$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m}$ é o Desconto Preliminar a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$F_PEN_TUSD_{p,m}$ é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$PERC_DESC_CAL_{p,m}$ Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês "m"

$F_AMP_P_{p,m}$ é o Fator de Ampliação proveniente de LEN, LFA ou LER, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, da usina "p", no mês "m"

28.1. O Percentual do Desconto Calculado para as usinas que tiveram ampliação provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data e que possuam dois descontos diferentes concedidos através de ato autorizativo e cuja maior Potência Injetada do mês ultrapasse 30MW:

$$PERC_DESC_CAL_{p,m} = \frac{30 * PERC_DESC_p + MUSDT_ACR_{p,m} * PERC_DESC_AMP_p}{30 + MUSDT_ACR_{p,m}}$$

Onde:

$PERC_DESC_CAL_{p,m}$ Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês "m"

$MUSDT_ACR_{p,m}$ é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$PERC_DESC_p$ é o Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

$PERC_DESC_AMP_p$ Percentual de Desconto da Ampliação da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

28.2. O Fator de Ampliação para as usinas com Potência Injetada acima de 30 MW, consiste na proporção do limite de 30 MW, somado ao valor de MUSDT relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, em relação ao maior valor entre o MUSD/MUST contratado e o Valor Máximo de Geração Não Ajustada do mês.

Caso a usina ampliada tenha a potência Injetada acima de 30 MW:

$$F_AMP_P_{p,m} = \min \left(1; \frac{30 + MUSDT_ACR_{p,m}}{\max(MUSDT_{p,m}; MAX_MED_G_{p,m})} \right)$$

Caso Contrário:

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

Onde:

$F_AMP_P_{p,m}$ é o Fator de Ampliação proveniente de LEN, LFA ou LER, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, da usina "p", no mês "m"

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

MUSDT_ACR_{p,m} é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

MAX_MED_G_{p,m} é o a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", por período de comercialização "m"

28.3. Para as demais usinas que possuem ampliação, o valor do Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores será degradado, caso a ampliação não tiver o direito a desconto ou não entrou em operação comercial com todas as unidades geradoras em 48 meses contatos a partir da data de alteração da outorga, conforme expressão:

$$\text{Se } F_PEN_TUSD_{p,m} = 0$$

$$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} = PERC_DESC_p * F_PROP_AMP_{p,m}$$

Onde:

DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} é o Desconto Preliminar a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

PERC_DESC_p é o Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

F_PROP_AMP_{p,m} é o Fator de Redução do Desconto da TUSDg/TUSTg e da Garantia Física para Fins de Repasse do Desconto Comercializado, em função da potência injetada acima da potência total do empreendimento anterior à ampliação que não possui direito a desconto, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

29. Para as usinas que não apresentem ampliação, o valor do Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores será calculado conforme expressão:

$$\text{Se } F_PEN_TUSD_{p,m} = 0 \text{ e } F_NAOP_48M_{p,m} = 0$$

$$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} = PERC_DESC_p * F_MUSDT_30_{p,m}$$

Caso contrário:

$$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} = 0$$

Onde:

DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} é o Desconto Preliminar a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F_PEN_TUSD_{p,m} é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

F_NAOP_48M_{p,m} é o Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

PERC_DESC_p Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

F_MUSDT_30_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em Função do MUSD/MUST contratado acima de 30 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

ADDC_DT_G_{p,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

29.1. O cálculo do fator de redução proporcional do MUSD/MUST contratado e/ou injetado que está acima de 30 MW consiste na proporção do limite de 30 MW, que dá direito ao desconto integral, em relação ao maior valor entre o MUSD/MUST contratado e o Valor Máximo de Geração Não Ajustada do mês. Este cálculo não é realizado para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

Para as parcelas de usina "p" de fonte à biomassa autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016 ou hidráulicas, com solicitação de autorização até de 2 de março de 2022, que possuam o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) até 50 MW:

$$F_MUSDT_30_{p,m} = \min \left(1; \frac{30}{\max \left(MUSDT_{p,m}; \frac{MAX_MED_G_{p,m}}{SPD_m} \right)} \right)$$

Caso Contrário:

$$F_MUSDT_30_{p,m} = 1$$

Onde:

F_MUSDT_30_{p,m} é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em Função do MUSD/MUST contratado acima de 30 MW da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

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

MAX_MED_G_{p,m} é o a Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", por período de comercialização "m"

"SPD_m" duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"

Importante:

O Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado considerado para o mês corresponderá ao montante cadastrado no primeiro período de comercialização do respectivo mês. Desse modo, qualquer alteração efetuada durante o mês terá eficácia a partir do início do mês seguinte à sua alteração.

30. Uma vez determinado o desconto a ser aplicado na tarifa de uso de geração das usinas, resta apenas realizar o tratamento específico para o caso da TUSTg de Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição ou Centrais Geradoras Associadas.

30.1. Para as Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição ou Centrais Geradoras Associadas, o desconto a ser aplicado na TUSTg do montante de uso contratado, que abarca todas as fontes que compõem o arranjo híbrido/associado, será o estabelecido para cada fonte, ponderado pela respectiva energia gerada mensalmente. Em contrapartida, para as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) que não individualizaram a medição para cada tipo de fonte que compõem o conjunto híbrido, o desconto aplicado na TUSTg do montante de uso contratado, que abarca todas as fontes que compõem o arranjo híbrido sem separação de medição, será o menor entre o desconto das fontes, conforme ato autorizativo, podendo ser zero, caso uma das fontes não possuir o direito a desconto (informação já refletida no cadastro da parcela de usina pelo acrônimo "PERC_DESC"):

Para as parcelas de usina "p" pertencentes a Centrais Geradoras Híbridas com separação de medição ou a Centrais Geradoras Associadas:

$$DESC_TUSDT_G_{p,m} = \frac{\sum_{p \in PHIB} (DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} * (\sum_{j \in m} G_{p,j}))}{\sum_{p \in PHIB} \sum_{j \in m} G_{p,j}} + ADDC_DT_G_{p,m}$$

Para as parcelas de usina "p" que não são híbridas ou associadas (caso geral) ou pertencentes a Centrais Geradoras Híbridas sem separação de medição:

$$DESC_TUSDT_G_{p,m} = DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m} + ADDC_DT_G_{p,m}$$

Onde:

$DESC_TUSDT_G_{p,m}$ é o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DESC_TUSDT_G_PRE_{p,m}$ é o Desconto Preliminar a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

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

$ADDC_DT_G_{p,m}$ é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado no Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"PHIB" representa o conjunto de todas as parcelas de usinas "p" presentes em um mesmo arranjo híbrido ou associado

Importante:

O resultado do desconto de cada parcela de usina "p" que compõe as Centrais Geradoras Híbridas (UGH) ou Associados serão os mesmos, devendo ser aplicado na TUSTg unificadas dessas usinas, refletidas pelo mesmo CUST.

2.5.4. Dados de Entrada da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para os CCEI		
ADDC_CCEI_DC_{ij,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas relativo aos contratos de comercialização de energia incentivada, compra ou venda, para apuração do desconto, onde o perfil de agente "a", correspondente a linha "i", é a parte compradora, e o perfil de agente "a", correspondente à coluna "j", é a parte vendedora, no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Desconto	
ADDC_DT_G_{p,m}	Descrição	É o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Garantia Física	
ADDC_GF_DC_{a,m}	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Garantia Física para Apuração do Desconto do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
	Quantidade Modulada do Contrato	
CQ_{e,j}	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato "e" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada		
CQ_ERGEI_{e,j}	Descrição	Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Desconto Ajustado da Usina		
DESC_AJU_{p,m}	Descrição	Desconto Ajustado da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação da Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
F_PEN_TUSD_{p,m}	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
Fator de Redução do Desconto Motivadas por Ampliações sem Direto à Desconto		
F_PROP_AMP_{p,m}	Descrição	Fator de Redução do Desconto da TUSDg/TUSTg e da Garantia Física para Fins de Repasse do Desconto Comercializado, em função da potência injetada acima da potência total do empreendimento anterior à ampliação que não possui direito a desconto, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial		
F_NAOP_48M_{p,m}	Descrição	Indicador de Não Atendimento do Prazo de 48 Meses para a Entrada em Operação Comercial de Todas as Unidades Geradoras da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração Final da Usina		
G_{p,j}	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST		
GFIS_DT_{p,m}	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão		
MAX_MED_G_{p,m}	Descrição	Potência Injetada nos Sistemas de Distribuição ou Transmissão da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos

Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado		
MUSDT_{p,m}	Descrição	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos

Percentual de Desconto da Usina		
PERC_DESC_p	Descrição	Percentual de Desconto da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Percentual de Desconto da Ampliação da Usina		
PERC_DESC_AMP_p	Descrição	Percentual de Desconto da Ampliação da parcela de usina "p" a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Consumo Reconciliado da Carga		
RC_{c,j}	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga "c" por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Recurso de Energia Incentivada		
RECURSO_EI_{a,m}	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física		
REC_SALDO_GFIS_U_{p,m,mr}	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina "p", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Reajuste da Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Requisito de Energia Incentivada		
REQUISITO_EI_{a,m}	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"		
SPD_m	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
Consumo Total do Agente		
TRC_{a,s,j}	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e Período de Comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



Vetor do Saldo Incentivado Utilizado

VET_SALDO_UTIL_{a,m}

Descrição	Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
Unidade	MWh
Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.5.5. Dados de Saída da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente		
DESC_CCEI_{a,m}	Descrição	Desconto Final do agente "a", a ser aplicado à TUSD/TUST dos contratos de comercialização de energia incentivada firmados no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Consumidores		
DESC_TUSDT_C_{c,m}	Descrição	Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Consumidores, relativo à parcela de carga "c" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Geradores		
DESC_TUSDT_G_{p,m}	Descrição	Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Geradores, à relativo parcela de usina "p" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.6. Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros

Objetivo:

Determinar o saldo de energia incentivada, baseado pelo percentual dos descontos associados aos perfis de comercialização, para que sejam utilizados nos meses futuros, caso haja déficit de recurso incentivado.

Contexto:

Nesta etapa, será calculado o saldo de energia incentivada do mês contabilizado, através da sobra de recurso verificado no mês, para que possa ser utilizado nos onze meses seguintes para cobrir situações de déficits.

O saldo incentivado formado será atualizado proporcionalmente à variação do percentual de desconto degradado ou reprocessado, determinados pelo resultado do processamento da matriz de desconto, de forma a manter no saldo um montante de energia equivalente ao percentual de desconto integral. Em outras palavras, caso haja degradação, armazena-se no saldo para utilização em meses futuros apenas o montante correspondente ao desconto "limpo" associado ao perfil de comercialização, sendo então esse saldo apenas uma proporção reduzida da sobra verificada no mês. Da mesma forma, em caso de variações positivas do percentual do desconto, a quantidade do saldo é elevada em relação à sobra de energia incentivada, mantendo-se o percentual original.

A Figura 13 identifica a etapa de construção da matriz de comercialização de energia incentivada no módulo "Cálculo de Descontos TUSD/TUST".

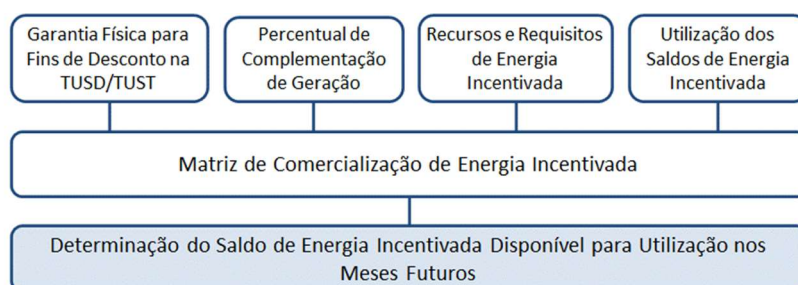


Figura 13 - Esquema Geral do Módulo "Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST"

2.6.1. Determinação da Quantidade de Saldo de Energia Incentivada Formada

31. A quantidade de saldo preliminar no mês é dada pela sobra de recurso incentivado, conforme expressão:

$$SALDO_PRE_DISP_{a,m} = \max(0; RECURSO_EI_{a,m} - REQUISITO_EI_{a,m})$$

Onde:

SALDO_PRE_DISP_{a,m} é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

RECURSO_EI_{a,m} é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

REQUISITO_EI_{a,m} é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

Representação Gráfica



Figura 14 - Formação de Saldo Incentivado Preliminar do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

2.6.2. Definição do Percentual de Desconto Associado ao Saldo

32. Para ajustar o valor do percentual de desconto calculado pelo processamento da matriz, através da alteração proporcional da quantidade de saldo formado, deve-se definir primeiramente qual o percentual de desconto que servirá de base de correção.

32.1. Para os perfis de agentes com desconto predefinido, como os perfis de comercialização incentivados de comercializadores e produtores independentes, o percentual de desconto associado ao saldo incentivado será o percentual associado ao perfil de comercialização (50%, 80% ou 100%), desde que não haja registros de contratos de compra provenientes de perfis de vendedores incentivados com desconto associado diferente ao do perfil do comprador, conforme expressão abaixo:

$$PERC_DESC_SALDO_{a,m} = DESC_ASSOC_PERFIL_a$$

Onde:

PERC_DESC_SALDO_{a,m} é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

DESC_ASSOC_PERFIL_a é o Percentual de Desconto Associado ao Perfil de Comercialização do perfil de agente "a"

32.2. Para os perfis de agentes que não possuem desconto predefinidos, como os perfis de agente varejista de consumo, de consumidor livre e especial, ou que possuam desconto predefinidos (50%, 80% ou 100%), porém obtiveram contratos de compra provenientes de perfis de vendedores incentivados com desconto associado diferente ao do perfil do comprador, o percentual de desconto associado ao saldo será o resultante da matriz de desconto, conforme expressão abaixo:

$$PERC_DESC_SALDO_{a,m} = DESC_CCEI_{a,m} + ADDC_DESC_{a,m}$$

Onde:

PERC_DESC_SALDO_{a,m} é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil do agente comprador "a" no mês de apuração "m"

DESC_CCEI_{a,m} é o Desconto Final do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

ADDC_DESC_{a,m} é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Percentual de Desconto associado ao lastro adquirido do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

Importante:

As ressalvas de registros de contratos entre perfis de agente com descontos associados distintos, presentes na Linha de Comando 32.1 e 32.2 serão verificadas por toda a cadeia de comercialização. Tais ressalvas também se aplicam para utilização de saldos passados para lastrear contratos vigentes.

Ademais, para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data e que possuam dois descontos publicados, o Percentual de Desconto Associado ao Perfil de Comercialização será o primeiro valor de desconto publicado.

2.6.3. Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível

33. Por fim, calcula-se o saldo resultante disponível para possível utilização nos onze meses futuros, referenciando os percentuais de desconto calculados pelo processamento da matriz ao desconto associado ao saldo. Desta forma, corrigem-se eventuais diferenças dos percentuais de desconto calculados, gerando saldo incentivado com o desconto original associado, ou seja, sem variações:

$$SALDO_DISP_{a,m} = \frac{SALDO_PRE_DISP_{a,m} * DESC_CCEI_{a,m}}{PERC_DESC_SALDO_{a,m}}$$

Onde:

SALDO_DISP_{a,m} é o Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

SALDO_PRE_DISP_{a,m} é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

DESC_CCEI_{a,m} é o Desconto Final do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

PERC_DESC_SALDO_{a,m} é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

34. Uma vez calculado o saldo disponível para a utilização nos onze meses futuros, é possível determinar a parcela do saldo sem desconto associado, dado pela diferença entre o saldo preliminar e o saldo disponível, conforme expressão a seguir:

$$SALDO_DISP_CONV_{a,m} = SALDO_PRE_DISP_{a,m} - SALDO_DISP_{a,m}$$

Onde:

SALDO_DISP_CONV_{a,m} é o Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

SALDO_PRE_DISP_{a,m} é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

SALDO_DISP_{a,m} é o Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

Importante:

Apesar de haver possível alteração do saldo disponível devido ao percentual de desconto resultante da matriz ser diferente do percentual associado ao perfil ou o pretendido nos contratos de compra, o **lastro** de energia permanece inalterado.

Os valores positivos do SALDO_DISP_CONV representam a quantidade de energia sem desconto, a qual o agente pode utilizar como energia convencional, respeitando os critérios de Energia Especial e não Especial, descritos no módulo Penalidade de Energia, e a janela de apuração da penalidade

Representação Gráfica

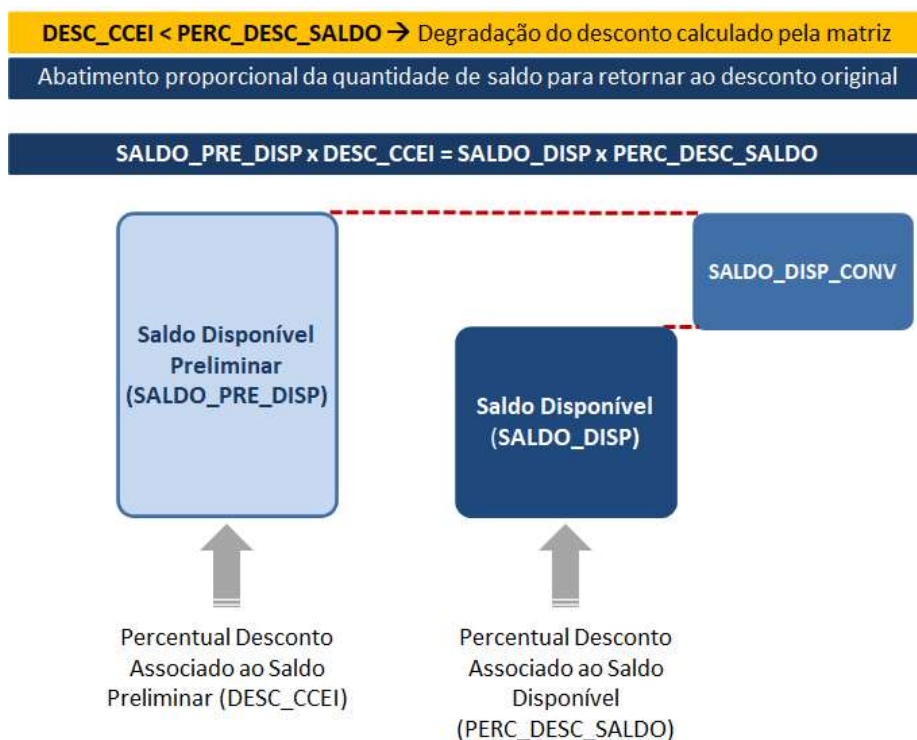


Figura 45 - Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para utilização nos onze meses futuros em situações de degradação do desconto original

35. O valor do saldo total estimado, em MWh, para disponibilidade de venda no mês seguinte, é calculado considerando toda a janela dos 11 meses em que os saldos foram formados e os respectivos abatimentos advindos da utilização desses nos meses passados, descontando as quantidades dos saldos expirados que tenham sido formados no último mês da janela de 11 meses e não poderão mais ser utilizados. O cálculo abaixo é apenas uma estimativa, pois leva em consideração os últimos dados contabilizados e certificados pela CCEE, sendo, portanto, ainda passível de alterações advindas de recontabilizações:

$$SALDO_ESTIMADO_MS_{a,m} = SALDO_DISP_{a,m} + \sum_{mr} SALDO_DISP_{A,a,m,mr} - \max\left(\sum_{mr} SALDO_UTIL_{a,m,mr}; SALDO_DISP_{A,a,m,m-11}\right)$$

Onde:

Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST - Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros

$SALDO_ESTIMADO_MS_{a,m}$ é o Saldo Incentivado Estimado Disponível para o Mês Seguinte, do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$SALDO_DISP_{a,m}$ é o Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$SALDO_DISP_A_{a,m,mr}$ é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$SALDO_DISP_A_{a,m,m-11}$ é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m", referente ao último mês de referência de formação de saldo "m-11"

$SALDO_UTIL_{a,m,mr}$ é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

Importante:

O saldo total estimado deve ser considerado apenas como referência aproximada para utilização do agente, tendo em vista que o valor considera os últimos dados contabilizados e certificados do passado, estando, portanto, ainda passíveis de alterações por conta de recontabilizações futuras.

Além disso, vale ressaltar que os saldos formados em cada mês da janela dos 11 meses possuem um valor de desconto associado, que influenciará no cálculo do desconto resultante, quando seus respectivos saldos forem utilizados

2.6.4. Dados de Entrada para Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros

ADDC_DESC_{a,m}	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Percentual de Desconto Associado ao Lastro	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Percentual de Desconto associado ao lastro adquirido do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
RECURSO_EI_{a,m}	Recurso de Energia Incentivada	
	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
REQUISITO_EI_{a,m}	Requisito de Energia Incentivada	
	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
DESC_CCEI_{a,m}	Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente	
	Descrição	Desconto Final do agente "a", a ser aplicado à TUSD/TUST dos contratos de comercialização de energia incentivada firmados no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Composição da matriz de comercialização de energia incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
DESC_ASSOC_PERFIL_a	Percentual Original de Desconto	
	Descrição	Percentual Original de Desconto associado aos perfis dos agentes vendedores do perfil de agente "a"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.6.5. Dados de Saída para Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros

Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado		
PERC_DESC_SALDO_{a,m}	Descrição	Percentual de Desconto associado ao Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo Incentivado Disponível		
SALDO_DISP_{a,m}	Descrição	Saldo Incentivado Disponível para a utilização no horizonte de onze meses do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo sem Desconto Associado		
SALDO_DISP_CONV_{a,m}	Descrição	Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Em qual destes grupos você se classifica	Qtde	Nome da empresa que representa
Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	12	ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias
		ABIAPE
		ABiogás – Associação Brasileira do Biogás
		ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
		ABRADEE
		ABRAGEL
		ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA
		Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR
		Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE
		COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia
		Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP
		UNICA - UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR E BIOENERGIA
		Consumidores de energia
Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista		
Conselho de Consumidores da COPEL Distribuição		
Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE		
Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul - CONCEN Equatorial		
Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	3	CPFL Energia
		Energisa S. A.
		Equatorial Energia Distribuição
Empreendedores de geração de energia elétrica	18	AES Brasil
		Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A.
		Companhia Paranaense de Energia
		CTG Brasil
		Echoenergia
		EDP Renováveis Brasil S.A.
		Enel Brasil
		ENGIE
		Galp Energia Brasil
		Grupo Cobra Brasil
		ILLIAN Energias Renováveis S.A.
		MDA Consultoria e Serviços Ltda
		Neoenergia
		Newava Energia S.A.
		Quasar Energia Ltda.
		Statkraft Energias Renováveis
Total-Eren		
Voltalia		
Entidade do Setor Elétrico Brasileiro	1	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Instituições de pesquisa ou ensino	1	Instituto SENAI de Inovação em Biomassa
Outros	3	Dínamo Energia
		Econel Engenharia e Serviços LTDA
		RAD Energia no Mercado

	TOTAL	% TOTAL	1a	2a	3a	4a	5a	6a	7a	8a	9a	10a
Aceita	14	12%	4	0	0	1	1	3	1	0	0	4
Parcialmente aceita	7	6%	0	1	2	0	0	0	0	0	0	4
Não aceita	82	72%	1	20	12	22	5	5	3	2	4	8
Não se aplica	11	10%	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Total Geral	114	100%	6	21	14	23	6	8	4	2	4	26

Item	Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Valor Total	Observações	Valor Unitário	Valor Total	Observações
001	Material de consumo	100	100,00	100,00				
002	Material de consumo	200	200,00	200,00				
003	Material de consumo	300	300,00	300,00				
004	Material de consumo	400	400,00	400,00				
005	Material de consumo	500	500,00	500,00				
006	Material de consumo	600	600,00	600,00				
007	Material de consumo	700	700,00	700,00				
008	Material de consumo	800	800,00	800,00				
009	Material de consumo	900	900,00	900,00				
010	Material de consumo	1000	1000,00	1000,00				

Observações: Este item refere-se ao material de consumo necessário para a realização das atividades previstas no Edital. O valor unitário e o valor total são estimados com base nos preços praticados no mercado. O contratante deverá apresentar proposta com o preço unitário e o valor total para cada item, bem como o prazo de entrega e o local de entrega.

Item	Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Valor Total	Observações	Valor Unitário	Valor Total	Observações
011	Material de consumo	1100	1100,00	1100,00				
012	Material de consumo	1200	1200,00	1200,00				
013	Material de consumo	1300	1300,00	1300,00				
014	Material de consumo	1400	1400,00	1400,00				
015	Material de consumo	1500	1500,00	1500,00				
016	Material de consumo	1600	1600,00	1600,00				
017	Material de consumo	1700	1700,00	1700,00				
018	Material de consumo	1800	1800,00	1800,00				
019	Material de consumo	1900	1900,00	1900,00				
020	Material de consumo	2000	2000,00	2000,00				

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABiogás – Associação Brasileira do Biogás	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Espera-se que sejam estabelecidas as condições de valoração dos benefícios ambientais das usinas com fontes renováveis.</p> <p>Embora a Lei 14.120/2021 defina que as diretrizes sejam definidas pelo poder executivo federal, entende-se que outras Resoluções estruturaram as condições de participação dessas fontes, como ocorreu com a Resolução Normativa Aneel 482/2012 sobre a Micro e Mini Geração Distribuída.</p> <p>Por sua característica de geração descentralizada, essa fonte tem grande potencial de crescimento, descarbonizando a matriz energética e solucionando problemas ambientais com a destinação correta e o aproveitamento energético de resíduos.</p>	<p>Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 3º Os percentuais de redução de que trata este normativo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou se houver prorrogação de suas outorgas. A partir de quando serão considerados os benefícios ambientais previstos em Lei.</p>	Não se aplica	A Lei 14.120 alterou a Lei 9427/1996, que determina em seu art. 26 §1º-G que o Poder Executivo elaborará diretrizes sobre o referido tema, medida ainda não realizada. Esta regulamentação trata apenas dos §§ 1º-C a 1º-F.
Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCCEL	Consumidores de energia	De acordo segue a lei e limita subsídios já desnecessários.	De acordo.	Aceita	Expressão de concordância do contribuinte com a ANEEL.
Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista	Consumidores de energia	De acordo segue a lei e limita subsídios já desnecessários.	De acordo.	Aceita	Expressão de concordância do contribuinte com a ANEEL.
Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE	Consumidores de energia	De acordo, visto que, segue a lei e limita subsídios já desnecessários.	De acordo.	Aceita	Expressão de concordância do contribuinte com a ANEEL.
Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul - CONCEN	Consumidores de energia	De acordo visto que segue a lei e limita subsídios já desnecessários.	De acordo.	Aceita	Expressão de concordância do contribuinte com a ANEEL.
Quasar Energia Ltda.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>1) Mudança de aspectos técnicos e regulatórios durante o processo de outorga dos empreendimentos solicitantes até a data de 02 de março de 2022.</p> <p>2) Transferência exacerbada de responsabilidades e riscos para o acessante que não possui informações atualizadas do sistema elétrico. Apesar de estudos elétricos (realizados para o Parecer de Acesso) apontarem a possibilidade de conexão, a falta de informações sistêmicas atualizadas com frequência (realizadas apenas pelo ONS) faz com que o acessante não tenha condições de avaliar adequadamente os riscos e possibilidades de acesso à rede.</p>	<p>Projetos elegíveis para a redução da TUST/TUSD que cumpriram com a resolução vigente mas tiveram sua conexão aprovada além do limite temporal para o benefício de tarifa, devem manter os benefícios da resolução, mesmo que seu acesso se dê além do prazo de 48 meses de sua outorga.</p>	Não aceita	<p>A alteração do regime se deu por meio legal, trazida pela Lei nº 14.120, com reflexos imediatos.</p> <p>Não houve transferência de responsabilidades. O risco da conexão sempre foi alocado no agente Gerador.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?2	Inclua sua proposta de redação para a norma2	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABiogás – Associação Brasileira do Biogás	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Importante destacar que o perfil de geração a partir do biogás envolve atributos necessários ao sistema, como a despachabilidade, armazenabilidade e alto fator de capacidade, com, além de benefícios sociais e ambientais. Em especial, reforça-se os benefícios locais da geração distribuída em localidades onde a rede elétrica não chega ou é precária, fato recorrente em regiões com grande potencial de produção de biogás.</p> <p>Além disso, no que se refere aos percentuais de redução na cobrança das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão de Energia Elétrica, reforça-se que eles são mecanismos de incentivo financeiro, como forma de viabilizar a diversificação da matriz de geração. Portanto, trata-se de um importante meio de viabilizar projetos de usinas à biogás.</p>	<p>Inclua sua proposta de redação para a norma2</p> <p>Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º, 8º e 9º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:</p> <p>“Art. 2º</p> <p>§ 9º Para empreendimentos de geração que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, os percentuais de redução continuam aplicáveis conforme os dispositivos específicos de suas respectivas fontes de geração.</p>	Não aceita	A Lei não trouxe tratamento distinto para empreendimentos de geração a biomassa e biogás.
ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Embora tenha havido entendimento da AGU no sentido de que o texto da Lei nº 14.120/2021 parece ter deixado os empreendimentos com potência instalada abaixo de 5 MW fora da determinação de extinção gradual dos benefícios também, resta claro que a intenção é a de extinguir nos prazos estabelecidos todos os descontos aplicáveis na TUSD e na TUST. Sugerimos que esse parágrafo seja retirado e esses empreendimentos tenham o mesmo tratamento dado aos demais empreendimentos hidrelétricos.</p> <p>Não nos parece razoável conceder benefícios tarifários para usinas de menor porte, sob o risco de estimular a prática de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos. Esse procedimento já vem sendo adotado pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas que, em muitos casos, limitam a potência instalada para usufruir do desconto na TUSD</p>	<p>Parágrafo 4º: Para os empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga ou registro, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga ou registro que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.”</p>	Não aceita	A redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.
Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Conforme propõe expressamente o documento técnico, o §1º-C do art. 26 teria, no entendimento da Agência, criado um regime jurídico em que o direito aos percentuais de redução na TUSD e TUST seria gozado pelo agente somente durante parte do prazo de outorga, ainda que o empreendimento cumpra o requisito de entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras dentro do prazo de 48 (quarenta e oito) meses contados da data da outorga.</p> <p>A interpretação restritiva que fundamenta a implementação da regulação tratada na CP 020/2023 se dá em desatenção à isonomia. Isto porque, conforme apresentado na NT, tanto o ONS quanto a CCEE já aplicaram os percentuais de redução tarifária para energia gerada por empreendimentos sujeitos ao §1º-C mesmo antes da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. Sendo esta uma realidade posta, aplicar tratamento distinto para outros empreendimentos, igualmente sujeitos ao mesmo dispositivo legal, significaria violar o princípio da isonomia que pautava a relação entre administração e administrados.</p> <p>Não bastasse a necessidade de uma interpretação em conformidade com os princípios da boa-fé, segurança jurídica e isonomia consoante já mencionado, em que pese o art. 4º da Lei nº 14.120/2021 estabelecer o fim dos descontos na TUSD/TUST para empreendimentos de geração a partir de fonte incentivada, o referido dispositivo claramente também determinou um regime de transição para início da vigência dessas novas regras.</p> <p>A interpretação proposta, pautada-se, portanto, pelas novas regras de não aplicação de quaisquer descontos, não se coadunando com os objetivos de um regime de transição. Em outros termos, a proposta de regulação encerra o direito subjetivo (i.e., o substitui por uma mera expectativa) sem graduar a mudança, sem temperança – em resumo: esvaziando a finalidade da regra de transição.</p> <p>Por último, mas não menos importante, é importante mencionar que a sistemática trazida pela Lei nº 14.120/2021 não traz qualquer inovação ao regime de concessão do benefício do desconto na TUSD/TUST, já previsto na redação anterior do art. 26 da Lei nº 9.427/1996.</p> <p>A “novidade” alegada no bojo da CP 20/2023 é que o novo §1º-C do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 teria trazido duas “condicionantes” para o exercício regular do direito dos geradores, qual seja, a fruição do desconto nas tarifas de uso do</p>	<p>Propomos nova redação que abranja:</p> <p>(i) garantir a aplicação dos percentuais de redução tarifária aos quais cada empreendimento de geração sujeito ao §1º-C do art. 26 faz jus, desde o início da vigência do CUST/CUSD, ou seja, a partir da data prevista para o início do pagamento do encargo;</p> <p>(ii) prever a fiscalização e verificação do cumprimento ou não do prazo de 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação da última unidade geradora, como condição para estabilização da redução tarifária por todo prazo de outorga;</p> <p>(iii) prever prazos e procedimentos para cobrança dos percentuais de redução indevidamente aplicados aos agentes que não cumprirem o prazo de 48 (quarenta e oito) meses;</p> <p>(iv) endereçar as adequações necessárias a serem feitas nas premissas e acrônimos das Regras de Comercialização e Procedimentos de Comercialização, conforme necessário, para efetivar a aplicação do percentual de redução desde o início da operação da primeira unidade geradora, bem como a cobrança dos valores eventualmente aplicados de maneira indevida.</p>	Não aceita	A lei é clara a condicionar o direito ao benefício do desconto ao atingimento cumulativo das condições. O risco de não antigimento das condições é apenas do empreendedor gerador possível beneficiário. A lei não transferiu esse risco e seu respectivo custo às contrapartes (consumidores e geradores sem descontos).

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCEL	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 19/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento.</p> <p>Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>
Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 19/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento.</p> <p>Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 19/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas. A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento.</p> <p>Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>
Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 19/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas. A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento.</p> <p>Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>
CPFL Energia	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	Vide linha argumentativa da questão 9	<p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados: mantidos:</p>	Não aceita	<p>Não foi verificada contribuição e nem justificativa do Contribuinte na "questão 9" deste formulário.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Energisa S. A.	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	<p>É de se notar que os incisos I e II derivam do art. 26, § 1º-C, da Lei nº 9.427/1996. O caput é resultado, por sua vez, do §1º. Porém, a Lei estabelece como parâmetro para aplicação de descontos a potência injetada (“(...) desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (...”), enquanto a proposta de resolução trata de potência instalada.</p> <p>Recomenda-se que o texto seja ajustado para refletir adequadamente o comando legal.</p> <p>Com relação ao inciso II proposto para a resolução, é de se ressaltar que durante o período de 48 meses, como é de conhecimento da ANEEL, podem ocorrer eventos de força maior, que impeçam o cumprimento do prazo, de forma completamente alheia ao esforço realizado pelo empreendedor.</p> <p>Considerando a razoabilidade e as regras gerais para distribuição de riscos, é essencial evitar atribuir responsabilidade a um empreendimento que não detenha a autoridade ou competência necessárias para lidar com uma determinada situação ou ação. Nesse contexto, recomenda-se que a ANEEL avalie a possibilidade de explicitação de uma cláusula que justifique a prorrogação do prazo estipulado, levando em consideração fatores externos que fogem ao controle do empreendimento.</p>	<p>Inclua sua proposta de redação para a norma?</p> <p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência injetada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - Fica estabelecido que, em casos excepcionais, eventos de força maior ou caso fortuito, que impossibilitem o cumprimento do prazo estipulado no inciso I, de forma alheia ao esforço realizado pelo empreendedor, poderá ser solicitada a prorrogação do referido prazo para início da operação comercial, considerando-se a análise e aprovação da ANEEL.</p> <p>III - ao montante acrescido de potência injetada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na potência injetada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.</p>	Não aceita	<p>Os parâmetros para aplicação dos descontos já estão presentes na REN 1030/2022, nos incisos dos Artigos 3º, 4º e 5º, conforme cada caso.</p> <p>Quanto a eventual excludente de responsabilidade, esclarece-se que o direito ao desconto é um benefício. Dessa forma, não se aplica o conceito de “responsabilidade” e, por consequência, também não se aplica avaliação de eventual “excludente de responsabilidade”, tal como acontece para as obrigações e deveres aos quais são submetidos os agentes.</p>
ECHOENERGIA	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Inicialmente, cumpre destacar que Medida Provisória nº 998/2020 (“MP 998/20”) convertida na Lei nº 14.120/2021 (“Lei 14.120/21”) incluiu o parágrafo § 1º-C no Art. 26 da Lei nº 9.427/1996, estabelecendo que os pedidos de outorga de geração e/ou aumento de potência instalada, solicitados entre 1º de março de 2021 e 1º de março de 2022 (“período de transição”) terão direito ao desconto na TUSD/TUST, desde que iniciem a operação comercial de todas as unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contados da data da outorga.</p> <p>O normativo estabeleceu o período de transição para o efetivo fim do desconto, restando claro que empreendimentos já outorgados não seriam afetados, conforme disposto na Exposição de Motivos da MP 998/20:</p> <p>“A proposta estabelece que os descontos previstos atualmente passem a ser aplicados somente para novos empreendimentos que atendam cumulativamente as seguintes condições:</p> <p>I - Solicitem sua respectiva outorga no prazo de até doze meses; e</p> <p>II - Iniciem a operação comercial de todas as suas Unidades Geradoras em até quarenta e oito meses a partir da data da outorga. Preservando o princípio da previsibilidade e o respeito aos Contratos existentes, tal medida não afeta outorgas já emitidas e contribuirá para limitar o crescente ritmo de aumento de despesas da CDE, minimizando impactos tarifários futuros, aspecto essencial para a retomada da atividade econômica do País no período pós Pandemia.” (grifo nosso)</p> <p>Dessa forma, o resultado da Consulta Pública deve refletir pontualmente na revisão da Resolução Normativa nº 1.031/2022 e dos cadernos de Regras de Comercialização afim de contemplar:</p> <p>1.Outorgas e ampliações de potência dos empreendimentos ocorridas anteriores a Lei nº 14.120/2021 possuem o direito do desconto no fio e não deve haver observância à chamada “ativação do desconto”. O direito adquirido é válido até o fim da outorga;</p> <p>2.Outorgas e ampliações de potência publicadas a partir da Lei nº 14.120/2021, entre 02.03.2021 e 02.03.2022, possuem direito do desconto no fio a partir da emissão da autorização. Caso o empreendimento não entre em operação comercial com todas as</p>	<p>Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:</p> <p>“Art. 2º</p> <p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga entre 2/3/2021 até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido feita entre 2/3/2021 até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.</p>	Parcialmente aceita	<p>Aceito quanto a primeira parte da proposta, que se refere a deixar claro que o novo dispositivo se aplica apenas aos empreendimentos após a publicação da Lei 14.120/2021 (adição do texto “entre 2/3/2021 e ...”).</p> <p>Não aceito quanto a aplicação do desconto desde a emissão da outorga. A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a “entrada em operação”. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?2	Inclua sua proposta de redação para a norma2	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Enel Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A Lei 14.120 definiu as condicionantes para manutenção dos percentuais de desconto na TUST/TUSD após a sua publicação:</p> <p>Lei nº 9.427/1996 (conforme alterada pela Lei nº 14.120/2021):</p> <p>"Art. 26 (...)</p> <p>§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga"</p> <p>Assim, a Lei definiu o prazo para entrada em "Operação" do empreendimento de 48 meses com o objetivo de limitar o tempo pelo qual o subsídio seria aplicado.</p> <p>Já na Consulta Pública, observamos que a proposta é que esse prazo seja aplicado para "Operação Comercial" de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses, contado da data da outorga.</p> <p>Nesse sentido, ressaltamos que o início da "Operação em Teste" é quando de fato o projeto inicia sua operação, injetando energia na rede. Por isso, entendemos que a proposta traz uma interpretação mais restritiva do que a própria Lei determina.</p>	<p>"Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 4º</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga."</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Galp Energia Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Nosso entendimento é de que as outorgas possuem o direito ao desconto até que se completem os 48 meses da obtenção dessa e só perdem tal direito caso ao final desse prazo – dos 48 meses – todas as unidades não estejam em operação comercial. Reforça que este era até o momento de abertura da respectiva Consulta Pública, o entendimento absoluto entre todas as entidades envolvidas no processo, quais sejam: Aneel, CCEE e ONS, inclusive com pagamentos faturados e pagos. Seguindo esse racional, as usinas fazem jus ao desconto, no mínimo, nas seguintes situações:</p> <ul style="list-style-type: none"> •No período de motorização até 48 meses da obtenção da outorga, ou seja, inclusive na operação em teste; •No período de pagamento de EUST para "reserva de margem" em caso de atraso de cronograma até 48 meses da obtenção da outorga, nos casos de adimplemento de pagamento; •Para o cálculo de multa de rescisão do CUST que a solicitação ocorrer em até 48 meses da obtenção da outorga; •Durante toda a vigência da outorga se a operação comercial de todas as unidades geradoras ocorrer em até 48 meses da obtenção da outorga. <p>Por último, o prazo de 48 meses em hipótese alguma deve se aplicar aos empreendimentos que solicitaram renúncia de suas outorgas e CUSTs, conforme REN 1.065/2023, pois trata-se de Mecanismo Excepcional para incentivar os projetos inviáveis a saírem do sistema sem causar prejuízos a nenhuma parte. Dessa forma, para CUSTs em execução, por exemplo, onde inclusive já estariam sendo cobrados os Encargos com incidência do desconto, restou a quitação de tais valores, conforme expectativa das transmissoras e outras agentes dado o rateio do sistema aplicado através do modelo Nodal e aprovado por essa Agência através de Resolução Homologatória. Dentro deste contexto, ressalta-se que por nenhuma entidade, em momento algum durante toda discussão do âmbito da CP15/2023, foi debatido qualquer uma possibilidade de mudança de entendimento até a publicação da REN 1.065/2022</p>	<p>"§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, entre 2/3/2021 até o dia 2/3/2022</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada entre o dia 2/3/2021 até o dia 2/3/2022.</p> <p>III – os empreendimentos enquadrados no inciso I que não iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga, e os empreendimentos enquadrados no inciso II que não iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, terão o seu direito a redução dos percentuais que trata esse normativo extinto.</p> <p>IV – não se aplica a extinção prevista no inciso III, para aqueles empreendimentos que solicitarem a revogação dos seus respectivos contratos de uso do sistema de transmissão e/ou distribuição em até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação da outorga.</p> <p>V - Os percentuais de redução serão aplicáveis para as usinas que solicitaram outorgas com o devido enquadramento da Lei 14.120 de 1º de março de 2021 e que aderiram ao Mecanismo Excepcional de Anistia, conforme REN 1.065, de 2023.</p>	Não aceita	<p>Quanto ao entendimento alegado pelo contribuinte, esse não existe. De fato, todas outorgas emitidas pela ANEEL foram emitidas com as devidas condicionantes para obtenção do desconto</p> <p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.</p>
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Preocupados com a segurança jurídica e regulatória, para além dos reflexos financeiros irreversíveis que podem recair sobre os agentes, impactando negativamente no cenário de investimentos no Brasil, bem como na viabilidade de negócios já desenvolvidos sob o prisma das atuais práticas, solicitamos que a segunda condicionante, ora entendida como o prazo de 48 meses para entrada em operação, seja pautada na presunção de boa-fé do empreendedor, cujos instrumentos de garantia foram aprimorados nas discussões atuais, com desconto aplicado a partir do início de vigência do CUST, podendo o desconto ser revisto após comprovado atraso em operação comercial, acrescendo parcela de ajuste nos Avisos de Débitos ("AVD").</p>	<p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação em teste das unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga."</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A Lei 14.120/2021 não definiu que a segunda condicionante tratar-se-ia de operação comercial, apenas citando a entrada em operação - de forma genérica - de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, nos preocupa a disposição proposta determinando seja considerada a operação comercial.</p> <p>Dessa maneira, em relação aos projetos em desenvolvimento, os empreendedores cujas outorgas possuem cronogramas de entrada em operação aptos ao desconto no fio têm considerado a entrada em teste para comprovação dessa condicionante, em virtude de que a operação em teste já é capaz de conferir a viabilidade do empreendimento, bem como a comprovação do início do suprimento.</p>	<p>Inclua sua proposta de redação para a norma?</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação em teste das unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
ILLIAN Energias Renováveis S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Os empreendedores buscam a implantação dos parques geradores até o prazo de 48 meses e, em sua grande maioria, estão considerando desconto aplicado a eventuais contratos vigentes de uso (CUST ou CUSD) já em seus planos de negócio e investimento.</p> <p>A cobrança integral do contrato anterior ao prazo de 48 meses pode ter um impacto significativo sobre o volume de investimento. Para atender a lei no que tange a aplicação do desconto propomos que a diferença não paga seja ressarcida pelo empreendedor as distribuidoras ou transmissoras caso as unidades geradoras não entrem em operação dentro do prazo estabelecido na lei 14.120.</p> <p>Entendemos que no formato proposto na Consulta Pública 020, com pagamento do Uso do Sistema sem aplicação do desconto, caso o empreendimento entre em operação no 47º mês após emissão da outorga, como exemplo, o desconto se aplica sobre todos valores já pagos, neste caso com ressarcimento das distribuidoras ou transmissoras aos empreendedores. Neste caso entendemos que existe um impacto para o empreendedor devido investimento mais elevado que o necessário no período de implantação com impacto às transmissoras com ressarcimento às usinas do valor de desconto que deveria ser aplicado.</p> <p>A proposta apresentada já delimita número máximo de parcelas para o ressarcimento endereçando reajuste no valor não pago para evitar a oneração dos demais usuários da rede.</p>	<p>§4º ...</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022.</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022.</p> <p>§5º Caso os empreendimentos não iniciem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras após o prazo de 48 meses, contados da data de sua outorga, os mesmos deverão ressarcir à Distribuidora ou às Transmissoras o valor referente ao Uso do Sistema sobre o qual o desconto foi aplicado.</p> <p>§ 6º O ressarcimento previsto nos incisos II e IV do §4º poderá ser parcelado em até 60 meses, contados a partir do mês seguinte ao prazo legal para consideração do desconto, 48 meses contados da data da outorga, sendo o valor reajustado pelo IPCA.</p> <p>Obs.: Renumerar os próximos parágrafos.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
Neoenergia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Vide justificativa para a sugestão de alteração do § 6º do mesmo artigo.</p> <p>[transferida abaixo]</p> <p>Os novos dispositivos incluídos na Lei 9.427 pela MP 998, posteriormente convertida na Lei 14.120, tiveram a nítida intenção de encerrar a política pública vigente até então de concessão de descontos nas TUST/D para usinas de determinadas fontes. Houve também a clara preocupação com os negócios em curso naquele momento, criando-se período de transição para que estes negócios pudessem manter os benefícios da política pública vigente, desde que cumpridos dois requisitos (exceto para hidrelétricas de menor porte): i) pedido de outorga em até 12 meses da MP (posteriormente, da Lei); e ii) entrada em operação comercial de todas as UGs em até 48 meses da outorga.</p> <p>Além disso, em relação ao desconto no período de transição, a MP/Lei não fez qualquer menção adicional, tampouco em qualquer ocasião no decurso do processo legislativo. Portanto, não há como se extrair a intenção do legislador de limitar a aplicação dos descontos no período de motorização dos geradores na transição, até porque disposição neste sentido iria de encontro à intenção primordial do estabelecimento de regra de transição, de não afetar os negócios em curso no momento de extinção da política pública, além de que o efeito dessa medida seria temporário para o cumprimento do objetivo principal da MP/Lei.</p> <p>Contudo, a redação dos dispositivos da MP/Lei foi genérica, o que gerou dúvidas a respeito de como eles deveriam ser operacionalizados posteriormente pelas instituições setoriais. A própria CCEE enviou questionamento à ANEEL a respeito da interpretação que deveria adotar para o fiel cumprimento da norma, citando que um “um possível entendimento desse comando” seria a aplicação dos descontos apenas após o cumprimento dos dois requisitos, mas destacando que isso se trataria de “uma inovação frente às Regras de mercado atuais”. Adiciona-se a isso o fato de que o ONS aplicou desconto nas TUST de geradores na transição desde a primeira sincronização de suas UGs. Finalmente, em recente FAQ disponibilizado pela ANEEL sobre a REN 1.065, a resposta para a questão sobre como serão calculadas as garantias financeiras a serem aportadas pelos agentes mencionou que deveriam ser “considerados os percentuais de desconto de que trata o § 1º-C do art. 26 da Lei 9.427”.</p> <p>A proposta colocada em consulta pública pelas SGM e SCE vai em sentido contrário ao demonstrar entender que as disposições legais tratariam de “condição suspensiva” do direito ao desconto, ou seja, só podendo usufruir desse direito o gerador que comprovar ter cumprido com os dois requisitos legais.</p> <p>Ademais, depreende-se da proposta que não há a intenção de se conceder efeito retroativo para os geradores que, ao final da</p>	<p>Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:</p> <p>“Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, devendo iniciar a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022, devendo o gerador cumprir com o prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, para a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Newava Energia S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	Entende-se que, uma vez que o empreendimento está "em operação em teste" já é verificada a injeção de energia elétrica na rede, portanto, o critério que estabelece que todas as unidades geradoras da usina devem estar em operação em até 48 meses após a emissão da outorga, deve levar em consideração a operação em teste da usina.	<p>Inclua sua proposta de redação para a norma?</p> <p>§ 4º Para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, os percentuais de redução nos casos de que trata este normativo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação em teste de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga."</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Quasar Energia Ltda.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>1) Mudança de aspectos técnicos e regulatórios durante o processo de outorga dos empreendimentos solicitantes até a data de 02 de março de 2022.</p> <p>2) Transferência exacerbada de responsabilidades e riscos para o acesante que não possui informações atualizadas do sistema elétrico. Apesar de estudos elétricos (realizados para o Parecer de Acesso) apontarem a possibilidade de conexão, a falta de informações sistêmicas atualizadas com frequência (realizadas apenas pelo ONS) faz com que o acesante não tenha condições de avaliar adequadamente os riscos e possibilidades de acesso à rede.</p>	<p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo estipulado pelo ONS ou distribuidora local para a conexão do projeto; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo estipulado pelo ONS ou distribuidora local para a conexão do projeto."</p>	Não aceita	A alteração do regime se deu por meio legal, trazida pela Lei nº 14.120, com reflexos imediatos. Não houve transferência de responsabilidades. O risco da conexão sempre foi alocado no agente Gerador.
Total-Eren	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Conforme item 27 da Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL ("NT"), as áreas técnicas da ANEEL apresentam entendimento – claudicado – de que a aplicação dos descontos apenas seria "ativada" quando da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras dos empreendimentos que se enquadram nos termos da Lei.</p> <p>Nesse sentido, vale mencionar que antes da publicação da Lei, a aplicação dos referidos descontos sempre foi vinculada à Potência Injetada dos projetos, mas – mesmo com essa "condição suspensiva" – os empreendimentos usufruíram do benefício do desconto desde a obtenção das outorgas.</p> <p>Importante mencionar que após a publicação da Lei não houve mudança – por parte do ONS e da CCEE – quanto à aplicabilidade dos descontos. Sendo que o entendimento de que os empreendimentos fazem jus ao desconto foi expresso em diversos momentos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Confirmação por e-mail do ONS de que os empreendimentos enquadrados na Lei fazem jus ao desconto; •Valores calculados pelo ONS para aporte de garantia dos CUST; •Valores calculados pelo ONS para rescisão de CUST; •Faturamento de EUST de empreendimentos que se enquadram na Lei e já possuem CUST vigente e com atraso em entrada de início de operação; •Faturamento de EUST de empreendimentos que se enquadram na Lei, que possuem CUST vigente e já estão em operação comercial; e •Valores divulgados no último relatório do AMSE, referente a cobrança do mês de junho de 2023, em que não há nenhuma cobrança a projetos eólicos ou solares sem a aplicação do desconto, mesmo para aqueles que ainda não se encontram em operação comercial. <p>Diante do próprio entendimento adotado pelo ONS e pela CCEE, evidencia-se que a cassação do direito ao desconto somente ocorreria posteriormente ao não cumprimento do prazo quadrienal para a entrada em operação de todas as unidades geradoras. E não de forma antecipada conforme – confundidamente – é trazido no bojo da NT.</p> <p>Ou seja, a adoção de medida por parte da ANEEL que limite o direito ao desconto é puramente interpretativa e contraria a prática adotada até então pelas entidades regidas por essa Agência.</p> <p>A não aplicação dos referidos descontos contraria e fere os princípios de segurança jurídico-regulatória e a expectativa dos empreendedores em relação aos riscos assumidos no momento da obtenção das suas outorgas e da assinatura dos respectivos CUST.</p>	Não se aplica. Entende-se que não necessidade de alteração na redação, há apenas necessidade de alteração da interpretação e a sua aplicação nas regras.	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Dinamo Energia	Outros	O tratamento da hipótese do inciso II (ampliação) será o mesmo destinado à eventual hibridização de usina?	II - ao montante acrescido de capacidade instalada, inclusive em caso da hibridização prevista na REN 876/20, a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação comercial de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga."	Não aceita	O aproveitamento do texto normativo não foi aceito, mas esclarecemos que a proposta é naturalmente abarcada pelo texto normativo já trazido pela ANEEL, visto que trata da adição de potência, seja ela de hibridização ou não.
RAD Energia no Mercado	Outros	<p>A Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL, a Lei nº 14.120/21 trouxe um comando que colocou fim a um direito concedido pela Lei nº 9.427/96 do desconto de 50% do fio para usinas de geração renovável, condicionando o direito ao desconto no fio a partir do texto a seguir:</p> <p>"Art. 26 [...]</p> <p>§ 1º-C Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.</p> <p>" (Grifo nosso)</p> <p>A partir do trecho da Lei, verifica-se que o comando legal condiciona a entrada em operação da usina. A Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL caracteriza a entrada "em operação", mencionada na Lei nº 14.120/21, como "em operação comercial". Contudo, entende-se que, uma vez que o empreendimento está "em operação em teste" já é verificada a injeção de energia elétrica na rede, portanto, o critério que estabelece que todas as unidades geradoras da usina devem estar em operação em até 48 meses após a emissão da outorga, deve levar em consideração a operação em teste da usina.</p>	<p>I - aos empreendimentos que solicitaram a outorga, conforme regulamento da Aneel, até o dia 2/3/2022, e que iniciarem a operação em teste de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a correspondente solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento tenha sido solicitada até o dia 2/3/2022 e a operação em teste de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga."</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?3	Inclua sua proposta de redação para a norma3	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	A minuta de resolução disponibilizada junto à NT traz texto diferente do disponibilizado no formulário, indicando que a condição de operação comercial não se aplica, respaldada, inclusive pelo DESPACHO n. 00147/2021/PFANEEL/PGF/AGU: "5. Assim, acresceto a conclusão de que a condição de entrada em operação comercial em até 48 meses, contado da data da outorga, não se aplica aos potenciais hidráulicos."	Manter a proposta da minuta de resolução. § 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que: I - não se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.	Não aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.
ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	A ABRACE entende ser razoável e alinhado com as alterações trazidas pela Lei nº 14.120/2023 que os parágrafos que tratam do fim do desconto sejam lidos em conjunto, de forma que o § 1º-D seja um complemento às regras dos § 1º-C do art.26, ou seja, se aplica às PCHs com outorga solicitada até 2032 a exigência de entrada em operação de todas as unidades geradoras no prazo de até 48 meses a partir da data de outorga. A respeito do inciso II proposto, é importante considerar que a lei mencionada veda a transferência a terceiros. Na visão da ABRACE, essa diretriz deve levar, também, à vedação de transferências do controle acionário, uma vez que esse movimento poderia ser usado para promover uma transferência a terceiros de fato, mantendo, como mera formalidade, a titularidade da outorga com o objetivo de manter o desconto no fio. Assim, apresentamos a seguinte sugestão para o inciso II:	II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e não houver transferência a terceiros, ficando vedadas as alterações de controle acionário ou de titularidade das outorgas, caso contrário haverá a extinção do benefício.	Parcialmente aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL. Quanto a proibição da transferência a terceiros, a terminologia expressa no texto legal não abrange o caso de alteração de controle acionário, motivo pelo qual não se pode incluí-lo na proibição.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?3	Inclua sua proposta de redação para a norma3	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABRADEE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A Abradee propõe alterações ao texto indicado para o §5º do art. 2º, a fim de refletir na regulação a exata forma de contagem do prazo especial aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW, prevista no §1º-D do art. 26 da Lei nº 9.427/1996, assim como registrar na regulação a obrigação de atenderem à condicionante de prazo para entrada em operação prevista no §1º-C do mesmo artigo.</p> <p>Para empreendimentos de geração hidrelétrica com potência instalada de até 30MW, as condições impostas no §1º-C serão cumpridas de forma diferenciada em relação ao prazo para solicitação da outorga, uma vez que a Lei estipulou no §1º-D, que os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos e, em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, todos contados da publicação do parágrafo.</p> <p>Com isso, em relação à regra geral, a Lei, ao introduzir o §1º-D, expressamente criou condição diferenciada aos empreendimentos de geração hidrelétrica com potência instalada de até 30MW, afetando somente o prazo para a concessão de descontos, sem alterar as demais condicionantes.</p> <p>A partir dessas considerações, a Abradee destaca que a Lei, ao prever nos §§1º-C e 1º-D o mesmo marco de início para a contagem do prazo, qual seja, a data da publicação dos parágrafos, deixa evidente que os prazos correrão de forma simultânea, e não de forma sucessiva, como indicado no parecer.</p> <p>Ao interpretar o teor dos §§1º-C e 1º-D, os termos do parecer indicam que para os empreendimentos de geração hidrelétrica há previsão de 10 anos adicionais ao prazo de 12 meses para requerer a outorga com incidência dos descontos, por considerar que o §1º-D deveria ser um inciso ao §1º-C, o que acarretaria então a desobrigação à entrada em operação no prazo de até 48 meses, uma vez que o §1º-D suplanta a regra geral contida no §1º-C. Todavia, como já evidenciado, não há como interpretar que os prazos indicados serão somados ou até mesmo de que o §1º-D suplantara a regra contida no §1º-C, o que destoa da intenção do legislador em conter a concessão de subsídios, aqui representados pelos descontos. Ademais, o prazo para entrada em operação é contado da outorga, enquanto o prazo para solicitação da outorga com acesso aos descontos é contado da publicação do parágrafo. O desconto é uma exceção legal e a sua fruição é que está sujeita a interpretação restritiva, não cabendo uma interpretação que restrinja o alcance das hipóteses legais que o limitam.</p> <p>Nesse ponto, caso o legislador pretendesse excluir os empreendimentos de geração hidrelétrica da aplicação das condicionantes impostas pelo §1º-C, deveria o fazer de forma explícita, mas não o fez. Além de impor a concessão do benefício à limitação temporal para a solicitação de outorga, impôs limitação temporal para entrada em</p>	<p>Devido aos argumentos apresentados, entende a Abradee que o texto do §5º ao art. 2º deverá ser ajustado, na forma indicada acima, a fim de que a Resolução Normativa nº 1.031/2022 reflita a previsão legal vigente e a vontade do legislador, qual seja:</p> <p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2026 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2031, observando também que:</p> <p>I - também se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e</p> <p>II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício."</p>	Parcialmente aceita	<p>Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.</p> <p>O texto da lei 14.120 traz expressamente no dispositivo §1º-D que o prazo para solicitação de outorga ali disposto é adicional -- em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais, e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos.</p>
ABRAGEL	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Em linha com o entendimento do Despacho do Procurador Geral da ANEEL, as áreas técnicas da Agência entenderam que o prazo para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em 48 meses não é aplicável às hidrelétricas até 30 MW, conforme se destaca nos itens 62 e 63 da NT 24/2023.</p> <p>Ora, no entendimento da ABRAGEL, o posicionamento disposto no Despacho 147/2021 e NT 24/2023 quanto ao requisito de 48 meses para entrada em operação de todas as unidades geradoras, no sentido de que este não se aplica ao caso de usinas hidrelétricas de até 30 MW, deve prevalecer.</p> <p>Em primeiro lugar, a conclusão constante no Parecer 077/2021 é fundada no argumento de que "24. Em termos de legística, o §1º-D mereceria ser um inciso do §1º-C, pois trata de um desdobramento excepcional da condição descrita no parágrafo, veiculando hipótese específica para os empreendimentos de geração hidrelétricos." Ocorre que, de fato, o §1º-D não se trata de inciso do §1º-C, e sim de um novo parágrafo, o que impõe observância às normas relativas à técnica legislativa, fazendo pertinente destacar o inciso IV do Art. 15 do Decreto 9.191/2017:</p> <p>"Art. 15. O texto da proposta de ato normativo observará as seguintes regras: (...)</p> <p>IV - o artigo desdobra-se em parágrafos ou em incisos e o parágrafo, em incisos;"</p> <p>Depreende-se, portanto, que incisos são os complementos ou ressalvas de parágrafos, não sendo factível, pela técnica legislativa adotada no País, que parágrafos complementem ou ressalvem outros parágrafos.</p> <p>De tal forma, considerando que a opção do legislador foi pelo estabelecimento do §1º-D para conferir tratamento às hidrelétricas, e não pelo estabelecimento de outro inciso em desdobramento ao §1º-C para conferir condição a este. Significa dizer, em outras palavras, que a condicionante de entrada em operação comercial em 48 meses não é aplicável aos empreendimentos da fonte hídrica, disciplinados pelo §1º-D, que, por vontade do legislador, receberam tratamento apartado e específico.</p> <p>Assim, caso passe a entender que o requisito de entrada em operação comercial em 48 meses é cabível aos empreendimentos hidrelétricos, a ANEEL agirá em contradição com o que já vêm praticando com os agentes da fonte hídrica, situação que, à toda evidência, resultará em indesejável insegurança jurídica e regulatória mediante quebra de legítima expectativa, o que, como se sabe, não se coaduna com a legislatura brasileira.</p> <p>A ABRAGEL requer seja mantida a posição do Procurador Geral da ANEEL (Despacho 147/2021) e das áreas técnicas da Agência (Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL), quanto ao requisito de 48 meses para entrada</p>	<p>Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I – não se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga;</p> <p>II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício;</p> <p>III – a alteração da composição societária da empresa outorgada não implica na perda do referido desconto, desde que respeitados os demais normativos do setor.</p> <p>Pleito Subsidiário ABRAGEL:</p> <p>Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até</p>	Não aceita	<p>Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.</p> <p>Não aceita quanto a sugestão adicional para maior clareza quanto a transferência de titularidade. O texto do dispositivo restritivo é claro o suficiente quanto a transferência de titularidade da outorga.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCEL	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 1º/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porem 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento. Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>
Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 1º/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porem 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento. Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 1º/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento. Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>
Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN	Consumidores de energia	<p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 cita que alterações da Lei nº 9427/1996 sobre fim dos descontos nas tarifas do fio para empreendimentos que solicitarem outorga até 1º/3/22 e iniciarem operação em 48 meses da outorga. A questão principal proposta pelo legislador é o FIM DOS DESCONTOS, visto que eles já não são mais necessários, já que as fontes que eles incentivam tornaram-se totalmente competitivas com as demais, além disso e oneram excessivamente os consumidores regulados as quais lhes é imposto os descontos de até 100% sobre a TUST/TUSD que estão vigentes até o final das outorgas.</p> <p>A NT Nº 28/2023-SRT-SCG/ANEEL de 20/4/23 cita no § 8 que no Brasil a matriz elétrica já conta com presença expressiva de fontes renováveis, continua sua avaliação § 13 que o Decreto nº 10.893 de 14/12/21 simplificou o processo de solicitação de outorga com a inexigibilidade da apresentação da Informação de Acesso por parte dos empreendedores como condição para obtenção de outorga, citando no § 14 que as alterações provocaram uma "corrida ao ouro" e conclui no § 15 que existiam 108 GW de capacidade de geração outorgada suficientes para 13,5 anos de expansão de geração no Brasil. Além disso, cita no § 29 que das usinas outorgadas 11,221 GW estão em construção porém 25,394 GW não iniciaram sua construção e todas ocupam margem de escoamento. Depreende-se que a ANEEL, dentro de sua competência regulatória estabelecida para lei nº 9.427/1996 deve regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (Art. 2º), deve propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica (Art. 3º-VIII) e deve promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado (Art. 3º-XV), obviamente a necessidade do mercado foi totalmente subjugada neste caso das outorgas apontadas e que merecem uma ação de limitação em observância a estas competências estabelecidas na lei.</p> <p>A ANEEL deve incluir um limite em função da capacidade do sistema receber a usina na data da solicitação da outorga sob pena de tendência ao infinito.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga, considerada a necessidade temporal de expansão do sistema, conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p>	Não aceita	<p>A contribuição não traz qual seria a condicionante quanto a "capacidade do sistema receber" usina.</p> <p>Em todo caso, tal condicionante já acontece normalmente, tendo em visto que para o desenvolvimento de um projeto são necessários superar vários desafios, como: contratos de compra e venda de energia, contratação de conexão e uso da rede para escoamento, contratação de equipamentos e serviços, financiamento, licenciamento ambiental, etc. Todos esses riscos estão alocados no agente Gerador.</p> <p>No caso do texto legal, o empreendedor que não superar todos os desafios e não conseguir entrar em operação comercial com todas as Unidades Geradoras até 48 meses após a outorga, não obterá o benefício do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
CPFL Energia	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	<p>O Grupo CPFL corrobora com o entendimento disposto no Despacho 147/2021 e NT 24/2023 quanto ao requisito de 48 meses para entrada em operação de todas as unidades geradoras, no sentido de que este não se aplica ao caso de usinas hidrelétricas de até 30 MW, deve prevalecer.</p> <p>A conclusão constante no Parecer 077/2021 é fundamentada no que segue: 24. Em termos de legislação, o §1º-D mereceria ser um inciso do §1º-C, pois trata de um desdobramento excepcional da condição descrita no parágrafo, veiculando hipótese específica para os empreendimentos de geração hidrelétricos.”</p> <p>Entretanto, o que ocorre de fato é que o §1º-D não se trata de um inciso, mas sim de um novo parágrafo, o que impõe regra distinta aos empreendimentos hidrelétricos dispostos nesse artigo, visto que incisos são os complementos ou ressalvas de parágrafos, não sendo factível, pela técnica legislativa adotada no País, que parágrafos complementem ou ressalvem outros parágrafos.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I - também se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e</p> <p>II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.”</p>	Não aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.
Energisa S. A.	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	<p>A Lei estabelece que os descontos serão válidos desde que os empreendimentos não sejam transferidos a terceiros. A Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL, que acompanha a consulta pública, discute a interpretação deste comando e conclui que a Lei não permite a transferência da titularidade da outorga, porém permite a alteração da composição societária da empresa outorgada.</p> <p>Nesse sentido, recomenda-se que o texto do inciso II seja ajustado para dar clareza a essa interpretação, dando transparência e segurança para o tema.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I - também se aplica a condição de iniciarem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e</p> <p>II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, salvo nos casos em que ocorra a alteração da composição societária da empresa outorgada, caso contrário haverá a extinção do benefício.</p>	Não aceita	Não aceita quanto a sugestão adicional para maior clareza quanto a transferência de titularidade. O texto do dispositivo restritivo é claro o suficiente quanto a transferência de titularidade da outorga.
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Por interpretação sistemática, o prazo de 48 (quarenta e oito) meses não é aplicável aos empreendimentos hidráulicos, visto que a Lei 14120/2021 trouxe dispositivos específicos para esse tipo de fonte.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.”</p>	Não aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A. - ERRATA	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Por interpretação sistemática, o prazo de 48 (quarenta e oito) meses não é aplicável aos empreendimentos hidráulicos, visto que a Lei 14120/2021 trouxe dispositivos específicos para esse tipo de fonte.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.</p>	Não aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Newava Energia S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	Entende-se que, uma vez que o empreendimento está "em operação em teste" já é verificada a injeção de energia elétrica na rede, portanto, o critério que estabelece que todas as unidades geradoras da usina devem estar em operação em até 48 meses após a emissão da outorga, deve levar em consideração a operação em teste da usina.	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando também que:</p> <p>I - também se aplica a condição de iniciarem a operação em teste de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de outorga; e</p> <p>II - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício."</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Statkraft Energias Renováveis	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>O Parecer nº 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU ("Parecer 77/2021") destacou o entendimento da Procuradoria Federal da ANEEL de que o requisito de entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em até 48 meses da publicação da outorga também seria aplicável às PCHs enquadradas no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021. Através do Despacho nº 00147/2021/PFANEEL/PGF/AGU, o Procurador-Geral aprovou o Parecer 77/2021, divergindo somente da interpretação acerca da condicionante da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras no prazo de 48 meses.</p> <p>Nesse sentido, cumpre destacar os mesmos princípios que foram expostos no item "I. "Ativação" do desconto" acima desta contribuição. Observa-se que PCHs enquadradas no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021 já outorgadas sequer possuem o dispositivo relacionado ao prazo de 48 meses fixado em seus atos de outorga. Nessa linha, eventual tratamento distinto a outras outorgas que vierem a ser emitidas fere o princípio da isonomia entre agentes enquadrados no mesmo dispositivo legal.</p> <p>Nesse contexto, em prol da estabilidade jurídica e regulatória, a Statkraft endossa o posicionamento externado através do Despacho nº 00147/2021/PFANEEL/PGF/AGU, de modo que a não aplicação do prazo de 48 meses seja mantida às PCHs enquadradas no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021.</p>	<p>§ 5º Para novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30.000 (trinta mil) kW, os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2027 e em 25% (vinte e cinco por cento) para empreendimentos que solicitarem a outorga conforme regulamento da ANEEL, até o dia 2/3/2032, observando que:</p> <p>I - os descontos de que trata este parágrafo serão válidos enquanto os respectivos empreendimentos se mantiverem em operação comercial e as titularidades das outorgas não forem transferidas a terceiros, caso contrário haverá a extinção do benefício.</p> <p>II - a alteração da composição societária da empresa outorgada não implica na perda do referido desconto, desde que respeitados os demais normativos do setor.</p>	Não aceita	Quanto a aplicação do requisito de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras também para AHE com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, de forma análoga às demais fontes. Entendimento segue interpretação dos Pareceres PFANEEL nº 77/2021 e 339/2023, aprovados no Despacho nº 171/2024/PFANEEL/PGF/AGU, do Procurador Geral junto à ANEEL.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A interpretação apresentada na proposta parte do princípio de que o direito ao desconto é aplicável uma vez atingida a soma de critérios de (i) solicitação de outorga no prazo e (ii) entrada em operação em 48 meses.</p> <p>A Lei 14.120/21, apesar da apresentação de tais condições, deve ser avaliada na íntegra considerado todo o artigo 26 da lei 9.427, que foi a lei alterada, assim, se constata a concessão do direito ao desconto, se confirmado pelos critérios acima, por toda a vigência da outorga, incluindo o período antes da operação comercial de todas as unidades consumidoras. Veja que o Art. 26 trata da autorização, o inciso I e parágrafo 1º abordam o potencial hidrelétrico e eólico, solar, biomassa e outros, respectivamente, a serem, portanto, autorizados seja como produtor independente ou como autoprodutor, de forma que o direito ao desconto, conforme posto, é da autorização/outorga.</p> <p>Dessa forma, observa-se que a aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial integral do empreendimento penaliza o período de motorização das usinas renováveis, tanto no que tange à venda de energia incentivada já pelas primeiras máquinas durante a motorização do parque quanto no âmbito do pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST).</p> <p>Além disso, a ativação do desconto apenas após entrada em operação da última máquina reflete visão pessimista da agência sobre o empreendedor, assumindo que este incorrerá em atraso ao invés de partir do princípio da boa-fé e diligência da implantação.</p> <p>A proposta também elimina o incentivo à antecipação parcial pelo bom empreendedor, pois essa medida pode inadvertidamente incentivar os empreendedores a adotarem uma abordagem de início de operação aglutinada, ou seja, evitando operar as usinas por circuito ou unidade geradora, como é comum ocorrer, aguardando até que todas as unidades geradoras estejam prontas para iniciar a operação do empreendimento como um todo.</p> <p>Essa estratégia pode trazer impactos negativos tanto para o sistema elétrico quanto para o próprio empreendedor. Veja que ao concentrar a entrada em operação de todas as UGs em um único momento, é possível gerar picos de demanda por recursos e mão de obra, elevando os custos de implantação e potencialmente atrasando um cronograma real de operação do ativo. Outro ponto a ser considerado é que a ativação parcial das UGs evita a subutilização da capacidade de energia ofertada ao Sistema Interligado Nacional, pois não as mantém inativas enquanto já estariam prontas para operar. Ou seja, incentivar a operação aglutinada resulta em uma perda de oportunidade de oferta de energia limpa para o sistema.</p> <p>Por último, a abordagem de antecipação parcial deveria destacar o empreendedor que demonstra diligência e capacidade de entregar as UGs de forma</p>	<p>Art. 2º § 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas a partir da publicação da outorga, incidindo na produção e no consumo da energia de todos os encargos devidos, e somente serão mantidos se comprovado o atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso."</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras seja posterior aos 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>(Em complementação ao envio anterior, em razão do limite de caracteres)</p> <p>A não observância do prazo de 48 meses, a contar da publicação da outorga para que todas as unidades geradoras estejam em operação comercial deve ser condição resolutive da aplicação do desconto na TUSD/TUST, ao invés de condição suspensiva como proposto no item 27 da Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL, visto que: (i) há empreendimentos que entram em operação de forma escalonada e possuem a prerrogativa de usufruírem do direito ao desconto na tarifa desde a data de início da contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), prevista no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) , por atenderem aos critérios de potência instalada e potência injetada e; (ii) é possível recuperar valores de desconto conferidos caso a usina não tenha todas as UGs em operação comercial dentro dos 48 meses, a partir da cobrança de adicional de EUST por número de meses equivalentes ao prazo concedido de desconto.</p> <p>Adicionalmente, inserimos redação que esclarece que o prazo de 48 meses é apenas aplicável a empreendimentos que solicitaram outorga após a publicação da Lei 14.120/2021.</p> <p>Por último, o prazo de 48 meses não deve se aplicar aos empreendimentos que participaram no mecanismo introduzido pela REN 1.065, de 2023, pois trata-se de Mecanismo Excepcional e único, completamente alheio às discussões vinculadas ao prazo de 48 meses para a implantação de projetos de que trata esta CP, cujo foco destinava-se a promoção de rescisão de CUST e revogação de outorgas (chamada "anistia") de para alcançar projetos inviáveis , e regularização de cronogramas de implantação destinadas à projetos factíveis. Dessa forma, para CUSTs em execução, por exemplo, onde inclusive já estariam sendo cobrados os Encargos com incidência do desconto, restou a quitação de tais valores, conforme expectativa das transmissoras e outras agentes dado o rateio do sistema aplicado através do modelo Nodal e aprovado por essa Agência.</p>	(Em razão do limite de caracteres em outras questões, a informação já foi enviada no formulário anterior)	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABIAPE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Diante do aumento das tarifas de energia elétrica para os consumidores no Brasil, a Medida Provisória (MP) nº 998/2020 foi implementada com o objetivo de reduzir custos setoriais. Entre as medidas propostas, a MP 998, aprovada na forma da Lei nº 14.120/2020, dispôs no artigo 4º sobre o fim do desconto na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão aplicável a fontes incentivadas. Como regra geral, as solicitações de outorga posteriores à publicação da citada lei precisam cumprir, cumulativamente, dois requisitos a fim de obter desconto na TUST/D, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Solicitação de outorga ou de ampliação até 2/3/2022 (Requisito 1); e •Entrada em operação de todas as unidades geradoras (UGs) até 48 meses após a outorga, no caso de ampliação (Requisito 2). <p>Diante disso, a Nota Técnica Aneel nº 24/2023 optou, por não ativar o desconto para os empreendimentos que cumpriram o Requisito 1, mas ainda estejam em processo para completar o Requisito 2. Por meio dessa escolha, a Agência mitigaria qualquer transtorno relacionado à reversão de descontos nas tarifas de uso do sistema concedidos para agentes que não conseguirão cumprir o Requisito 2.</p> <p>A proposta inicial da Aneel, contudo, vai além ao afirmar que “o desconto só é devido após a superação cumulativa dos dois requisitos dispostos [...], ou seja, uma outorga solicitada dentro do prazo legal e já emitida, enquanto não tiver a liberação de operação comercial de todas as suas unidades geradoras, permanecerá por um período sem o desconto de fato”.</p> <p>O que se observa na lei, entretanto, é que o 1º-C do Art. 26 dispõe apenas sobre quais (e não quando) os empreendimentos deverão receber desconto no fio após a publicação da lei. Veja-se:</p> <p>“Art. 26.</p> <p>§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados: I - aos empreendimentos que [...]”</p> <p>Embora a Lei 14.120/2021 tenha imposto condições adicionais para determinar quais empreendimentos farão jus à redução da tarifa de uso após a publicação da lei, o fato gerador do desconto no fio, ou seja, a origem do direito do gerador de redução nas tarifas de uso, se manteve: a injeção de potência nos sistemas de transmissão e distribuição, conforme descrito nos §§ 1º, 1º-A e 1º-B.</p> <p>O regramento da forma exposto pela Agência na NT nº 24/2023 (Itens 26 a 30) retira do gerador que cumpre os requisitos elencados na lei, sem respaldo legal, o direito de aplicação do desconto em toda a outorga. Dessa forma, a Aneel elimina até 11% do direito ao desconto no fio dessas usinas</p>	<p>Buscando corrigir esse equívoco, porém considerando a preocupação da ANEEL em não conceder desconto a quem não cumprir o Requisito 2, a ABIAPE sugere que seja estabelecido na resolução uma diretriz específica para realizar a recontabilização dos valores pagos a menor pelo empreendimento durante o período anterior à entrada em operação da última UG, caso esta data supere o marco de 48 (quarenta e oito) meses estipulados na Lei. Deste modo, a sugestão deve contemplar:</p> <p>i. Que os percentuais de redução serão aplicáveis a todos os pagamentos de encargos, mas mantidos se, e somente se, comprovado o atendimento ao prazo de 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação comercial, contado a partir da emissão da outorga;</p> <p>ii. Que no caso de não atendimento ao prazo, todas as unidades geradoras perderão o desconto até então concedido devendo, ainda, realizar a devolução dos valores pagos a menor por todo o período em que o desconto fora aplicado; e</p> <p>iii. Que tais condições são aplicáveis apenas às outorgas solicitadas após a publicação da Lei nº14.120/2021, que determinou o fim dos descontos.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	Entendemos que a proposta apresentada está de acordo com a diretriz legal, que impõe duas condições para que o gerador possa usufruir do desconto no fio. Assim, só após o cumprimento das duas condições é possível iniciar o benefício aos geradores.	Sem proposta de alterações.	Aceita	Expressão de concordância do contribuinte com a ANEEL.
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Aplicar o desconto apenas após a entrada em operação comercial pode penalizar o período de motorização dos empreendimentos, além disso, atrasar o desconto até a ativação da última máquina pode desincentivar o empreendedor na diligência da implantação.</p> <p>A proposta também pode desestimular a antecipação parcial por parte dos empreendedores, levando-os a operar todas as unidades geradoras simultaneamente, o que pode causar picos de demanda e aumentar os custos de implantação. A abordagem de antecipação parcial deveria valorizar a eficiência e a rapidez do empreendedor, incentivando práticas inovadoras no setor.</p> <p>Veja que a proposta de aplicação do desconto somente após a operação comercial integral das usinas apenas seria entendida como válida se houvesse, ao atingir o marco, retroação/devolução de montantes anteriormente pagos de forma integral.</p> <p>É claro e cristalino, portanto, o entendimento de que o desconto deve ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, em todas às cobranças de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição, desde a vigência dos Contratos de Uso (CUST/D), conforme já ocorre atualmente com base no Art.26 da Lei 9.427/1996.</p> <p>Por fim, sugerimos que o prazo de 48 meses seja aplicado somente a empreendimentos que solicitaram outorga após a publicação da Lei 14.120/2021. Para aqueles que solicitaram a renúncia de suas outorgas, esse prazo não deve ser aplicado, visto que a renúncia é um mecanismo excepcional.</p>	<p>Art. 2º</p> <p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, em todas às cobranças de Encargos e, somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.</p> <p>§ 6º-C O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, para usinas que solicitaram outorgas após a publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021, não é aplicável aos empreendimentos que aderirem ao Mecanismo Excepcional de Renúncia, conforme REN 1.065, de 2023.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.</p> <p>Quanto às outorgas solicitadas e emitidas antes da Lei, entende-se que são atos jurídicos perfeitos e em conformidade com a Lei vigente à época, não sendo atingidas pelo escopo dessa regulamentação.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo ⁴	Inclua sua proposta de redação para a norma ⁴	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
CPFL Energia	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	<p>A interpretação apresentada na proposta parte do princípio de que o direito ao desconto é aplicável uma vez atingida a soma de critérios de (i) solicitação de outorga no prazo e (ii) entrada em operação em 48 meses.</p> <p>A Lei 14.120, apesar da apresentação de tais condições, deve ser avaliada na íntegra considerado todo o artigo 26 da lei 9.427, que foi a lei alterada, assim, se constata a concessão do direito ao desconto, se confirmado pelos critérios acima, por toda a vigência da outorga, incluindo o período antes da operação comercial de todas as unidades consumidoras.</p> <p>A aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial do empreendimento penaliza o período de motorização das usinas renováveis, tanto no que tange a venda de energia incentivada já pelas primeiras máquinas durante a motorização do parque quanto no âmbito do pagamento de encargos de transmissão (EUST), visto que o pagamento de uso do sistema .</p> <p>A proposta também elimina o incentivo à antecipação parcial pelo bom empreendedor, pois essa medida acaba por incentivar os empreendedores a adotarem uma abordagem de início de operação aglutinada, ou seja, evitando operar as usinas por circuito ou unidade geradora, como é comum ocorrer, aguardando até que todas as unidades geradoras estejam prontas para iniciar a operação do empreendimento como um todo.</p>	<p>Inclua sua proposta de redação para a norma⁴</p> <p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, em todas as cobranças de Encargos e, somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso."</p> <p>§ 7º Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído pela usina, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi usufruído.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
AES Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>É importante ressaltar que a comercialização de energia incentivada é um benefício concedido ao empreendimento desde a sua origem, desde que cumpridas as condições estabelecidas em lei para ter direito a estas, principalmente aquelas relacionadas à quantidade de energia injetada no sistema. Essa prática tem sido aplicada desde sempre no setor elétrico, garantindo uma dinâmica adequada e previsibilidade para os empreendedores.</p> <p>A proposta apresentada na CP 020/2023, no entanto, busca alterar o funcionamento supracitado ao conceder o desconto nas tarifas apenas após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, o que representa uma mudança disruptiva e, que nos parece, contrária em relação à forma como o setor vem operando, uma vez que, a concessão do desconto está atrelada à autorização da usina e potência injetada na rede, independente da natureza da operação unidades geradoras.</p> <p>Ainda, a proposta parece presumir, de forma injusta, que o empreendedor não cumprirá o prazo de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, permanecendo em teste de forma indefinida ou mesmo deixando de construir o empreendimento. Essa presunção acaba por alterar os cálculos utilizados para a análise da viabilidade da construção, ao penalizar indevidamente os empreendimentos, distorcendo as condições apresentadas aos agentes financeiros ou acionistas que financiaram a construção das usinas muito tempo antes do estágio de produção da energia, comprometendo, muitas vezes, a viabilidade desses projetos.</p> <p>Ora, não se pode acreditar que justamente o princípio que fundou a Lei 14.120, de 2021, de uma transição justa e necessária para a viabilidade de projetos em desenvolvimento, tenha sido simplesmente desconsiderado ao se regulamentar de forma diferente ao entendimento sedimentado até então a respeito das usinas incentivadas.</p> <p>Vale destacar que, durante esse período, tanto o ONS quanto a CCEE interpretaram e vêm aplicando a norma do §1º-C de forma divergente da proposta na CP 020/2023, ou seja, como consolidado setorialmente e utilizado como premissa para avaliação dos investimentos dos geradores. Verifica-se, portanto, que os percentuais de redução tarifária têm sido aplicados desde a emissão das outorgas, sendo considerado desde o início dos pagamentos previstos nos CUSTs, além de considerados nos aportes de garantia previstos nesses contratos.</p> <p>Cabe enfatizar que a Lei nº 14.120/2021 não trouxe inovações significativas ao regime de concessão do desconto na TUSD/TUST para empreendimentos de energia incentivada, mantendo uma sistemática prevista muito similar à redação anterior do art. 26 da Lei nº 9.427/1996. De acordo com a interpretação dos dispositivos, que deve ser feita integralmente e de forma conjunta, as condicionantes para o exercício do direito ao desconto já existiam desde 2007, quando a Lei nº 11.488/2007 estabeleceu que apenas empreendimentos com potência injetada na rede dentro de determinados limites seriam elegíveis para o desconto na TUST/D. Portanto, a Lei nº 14.120/2021, no máximo, manteve a estrutura redacional já adotada anteriormente.</p> <p>Trazendo luz ao entendimento consolidado desse dispositivo, ressaltamos a avaliação dos agentes geradores que fizeram todas as suas validações financeiras no que tange ao Mecanismo Excepcional disposto pela REN 1.065, de 2023, considerando a aplicação do desconto da TUST para adesão à</p>	<p>Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de Julho de 2022, conforme a seguinte redação:</p> <p>"Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, a partir da publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, em todas as cobranças de Encargos e, somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras seja posterior aos 48 (quarenta e oito) meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, não é aplicável aos empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.</p> <p>§ 6º-C O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, não é aplicável aos empreendimentos que aderirem ao Mecanismo Excepcional de Renúncia, conforme REN 1.065, de 2023."</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A não observância do prazo de 48 (quarenta e oito) meses a contar da publicação da outorga para que todas as unidades geradoras estejam em operação comercial deve ser condição resolutiva da aplicação do desconto na TUSD/TUST, ao invés de condição suspensiva como proposto no item 27 da Nota Técnica no 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL, visto que (i) há empreendimentos que entram em operação comercial de forma escalonada e possuem o direito de usufruírem do direito ao desconto desde a primeira UG em operação comercial, por atenderem aos critérios de potência instalada e potência injetada e; (ii) é possível recuperar valores de desconto conferidos caso a usina não tenha todas as UGs em operação comercial dentro dos 48 (quarenta e oito) meses, a partir da cobrança de adicional de EUST por número de meses equivalentes ao prazo concedido de desconto.</p> <p>Adicionalmente, inserimos redação que esclarece que o prazo de 48 (quarenta e oito) meses é apenas aplicável a empreendimentos que solicitaram outorga após a publicação da Lei 14.120/2021</p>	<p>§ 6º Os percentuais de redução somente são aplicados a partir da entrada em operação da 1ª Unidade Geradora.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 (quarenta e oito) meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.</p> <p>Quanto às outorgas solicitadas e emitidas antes da Lei, entende-se que são atos jurídicos perfeitos e em conformidade com a Lei vigente à época, não sendo atingidas pelo escopo dessa regulamentação.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A. - ERRATA	Empreendedores de geração de energia elétrica	A não observância do prazo de 48 (quarenta e oito) meses a contar da publicação da outorga para que todas as unidades geradoras estejam em operação comercial deve ser condição resolutiva da aplicação do desconto na TUSD/TUST, ao invés de condição suspensiva como proposto no item 27 da Nota Técnica no 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL, visto que (i) há empreendimentos que entram em operação comercial de forma escalonada e possuem o direito de usufruírem do direito ao desconto desde a primeira UG em operação comercial, por atenderem aos critérios de potência instalada e potência injetada e; (ii) é possível recuperar valores de desconto conferidos caso a usina não tenha todas as UGs em operação comercial dentro dos 48 (quarenta e oito) meses, a partir da cobrança de adicional de EUST por número de meses equivalentes ao prazo concedido de desconto. Vale ressaltar ainda, que a condição resolutiva deve abarcar qualquer aplicação da TUST que ocorra ao longo dos 48 meses, por exemplo, o aporte de garantia financeiras e o cálculo da multa rescisória do CUST. Adicionalmente, inserimos redação que esclarece que o prazo de 48 (quarenta e oito) meses é apenas aplicável a empreendimentos que solicitaram outorga após a publicação da Lei 14.120/2021	<p>§ 6º Os percentuais de redução somente são aplicados a partir da entrada em operação da 1ª Unidade Geradora.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 (quarenta e oito) meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.</p> <p>Quanto às outorgas solicitadas e emitidas antes da Lei, entende-se que são atos jurídicos perfeitos e em conformidade com a Lei vigente à época, não sendo atingidas pelo escopo dessa regulamentação.</p>
Echoenergia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Art. 2º Incluir os §§ 4º, 5º, 6º, 7º e 8º no art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conforme a seguinte redação:</p> <p>“Art. 2º</p> <p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados a partir da publicação da outorga da usina e somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.”</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que tiveram outorgas publicadas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.</p>	<p>A outorga deve ser considerada como o marco para o agente obter direito ao desconto. Caso o desconto for concedido apenas após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras, haverá impacto considerável aos projetos que cumpram os dois requisitos. Além disso, é importante mencionar que o entendimento já é o que está sendo aplicado pelo ONS e CCEE desde a publicação da lei, tanto nas cobranças de EUST, quanto no tipo de energia comercializada pelas usinas anteriormente à entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras.</p> <p>O objetivo da Lei é retirar os subsídios das fontes de energia que já são competitivas a partir das outorgas solicitadas após os 12 meses de sua publicação. Como mencionado, foi criado um período de transição para garantir que empreendimentos que já estivessem em fase de desenvolvimento tivessem garantia do desconto no fio. A contrapartida para o período de transição foi estabelecer um prazo para que o benefício não fosse garantido para sempre, principalmente se o empreendedor não entrasse completamente em operação comercial com sua usina em um prazo razoável. Porém, em nenhum momento o objetivo da Lei foi garantir o desconto para as usinas após a entrada integral em operação comercial.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
EDP Renováveis Brasil S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>O texto apresentado pela ANEEL como proposta de alteração da REN 1031/2022 tem como premissa que o desconto apenas será aplicado aos agentes de geração do que trata a resolução a partir da soma de dois critérios, são eles:</p> <p>a) Solicitação da outorga até 02/03/2022; e</p> <p>b) Entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em operação comercial em até 48 meses após a emissão da outorga.</p> <p>O texto foi proposto conforme a interpretação da ANEEL sobre a inclusão do § 1º-C na lei nº9.427/1996 conforme redação proposta pela lei nº14.120/2021:</p>	<p>(Continuação da questão anterior)</p> <p>...e da inexistência de posicionamento contrário até a abertura desta Consulta Pública nº 20/2023, 28 meses após a publicação da Lei supracitada. Além do impacto financeiro, o posicionamento contrário ao que vem sendo praticado em seus próprios processos traz insegurança não somente regulatória mas jurídica ao mercado, fazendo surgir mais uma vez o risco de novas judicializações no setor.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>
		<p>I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga;</p> <p>A publicação do entendimento da ANEEL (junho/2023) de que o desconto não será aplicado às usinas, enquanto não houver início em operação comercial de todas as unidades geradoras da usina, acontece de maneira tardia, mais de 2 (dois) anos após a publicação da Lei 14.120/2021. O texto proposto, caso implementado, trará grandes impactos financeiros para os agentes de geração, além de um cenário de insegurança jurídica no setor elétrico, já que mesmo antes da publicação da Lei 14.120/2021, há um entendimento de que o percentual de redução é vinculado aos empreendimentos durante toda a vigência da outorga da usina, a partir da sua publicação, ou seja, o empreendimento já faz jus ao benefício quando da contratação do uso do sistema de transmissão e distribuição, aplicando-se efetivamente a partir de seu início de vigência. Importante que o texto proposto pela Lei 14.120/2021 não seja analisado de maneira isolada, mas sim em conjunto com o disposto no Art. 26 da lei 9427/1996, que através do inciso I do parágrafo 1º, que estabelece que para empreendimentos com potencial hidrelétrico, eólico, solar, biomassa e outros, respectivamente, a serem, portanto, autorizados seja como produtor independente ou como autoprodutor, de forma que o direito ao desconto, conforme posto, é da autorização/outorga.</p> <p>Cabe ressaltar, que o entendimento sobre a aplicação do desconto ao longo do período de outorga da usina é corroborado pela ação do ONS que tem aplicado o percentual de redução previstos nos §§1º, 1º-A e 1º-B da Lei nº 9.427/1996 desde o início de vigência dos contratos de conexão. Portanto, a própria instituição responsável pela operação física do Sistema Interligado Nacional, que atua sob a fiscalização e regulação da ANEEL, no processo de cálculo dos encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) dos agentes de geração manteve tratamento isonômico a todos os empreendimentos considerando que o percentual de redução é vinculado às outorgas dos empreendimentos incentivados.</p>	<p>Dessa forma, no entendimento da EDP Renováveis, o prazo de 48 meses para entrada em operação citado na lei 14.120/2021 deveria ser aplicado de maneira que o agente de geração incentivada perca o direito ao desconto caso o prazo não seja cumprido, ou seja, o percentual de redução é mantido durante todo o período de vigência da outorga, com a condição de que o agente inicie a operação comercial de todas as unidades geradoras em até 48 meses a partir da data de publicação da outorga. No caso do não cumprimento desse prazo, o agente deixa de ter direito ao desconto e caso já tenha utilizado o benefício, deverá realizar o pagamento dos valores devidos.</p> <p>Caso a ANEEL opte por alterar o processo atual, com reconhecimento do desconto apenas após o cumprimento legal do prazo de 48 meses para entrada em operação comercial, ainda assim, de forma nenhuma o desconto pode deixar de ser considerado desde o início de injeção do primeiro MW de operação em teste. Portanto, os geradores que iniciarem operação comercial de todas as suas unidades geradoras no período de 48 meses, deverão ser ressarcidos pelo período de pagamento do encargo de conexão em que não houve a aplicação do desconto. Para estes agentes, o período em que o agente realizou o pagamento de 100% do EUST/D, caso haja cumprimento do prazo de 48 meses para entrada em operação de todas as unidades geradoras, haverá o ressarcimento ao gerador</p>		
Enel Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A interpretação apresentada na proposta parte do princípio de que o direito ao desconto é aplicável uma vez atingida a soma de critérios de (i) solicitação de outorga no prazo e (ii) entrada em operação em 48 meses. Ou seja, a proposta prevê uma "Ativação" do desconto para as usinas novas somente após elas terem todas as suas Unidades Geradoras em Operação Comercial.</p>	<p>“Art. 2º</p> <p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia, em todas às cobranças de Encargos e, somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que solicitaram outorgas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.”</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>
		<p>Dessa forma, observa-se que a aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial do empreendimento penaliza o período de motorização das usinas renováveis, tanto no que tange a venda de energia incentivada já pelas primeiras máquinas durante a motorização quanto no âmbito do pagamento de encargos de transmissão (EUST).</p> <p>Nesse contexto, observamos que a Lei 14.120 apresenta tais condições para obtenção do desconto, porém, ela mantém o direito ao desconto do empreendimento, direito esse, que é constituído para toda a vigência da outorga. Por isso, entendemos que a não observância do prazo de 48 meses deve ser condição resolutiva da aplicação do desconto na TUSD/TUST, ao invés de condição suspensiva.</p> <p>Também vale ressaltar que o objetivo da Lei 14120, foi determinar um prazo para o fim da concessão dos subsídios e não alterar o arranjo da obtenção do desconto para os empreendimentos no período de transição. Nesse contexto, não nos parece razoável alterar o arranjo atual de obtenção dos descontos, que naturalmente foi mantido nas análises de investimento desses empreendimentos.</p> <p>Também pelo lado operacional, é razoável supor que a maioria dos empreendedores deverão obedecer aos critérios estabelecidos pela Lei 14.120 e que a operacionalização dos ressarcimentos pelos descontos indevidos serão apenas exceções que representarão um volume menor de empreendimentos.</p> <p>Então, a Enel entende que o direito ao desconto deve ser mantido por toda a outorga e caso o empreendimento não cumpra o prazo determinado pela lei, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo assim, ressarcir os valores de EUST referentes ao desconto usufruído.</p>			

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ENGIE	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A ENGIE acredita que o propósito da Lei 14.120 de 2021 é de fato estabelecer a redução e/ou extinção dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição respeitando as condicionantes de prazo estabelecido em lei. Conforme a legislação, qualquer empreendimento que, mesmo solicitando sua outorga antes de 02/03/2022, não colocar todas as suas unidades geradoras em operação comercial dentro do prazo de 48 meses da data da outorga, não fará jus ao direito do desconto.</p> <p>No contexto de redução dos subsídios, o Poder concedente e a ANEEL foram muito felizes em tal atitude, visto que a essência do subsídio de fonte incentivada era justamente tornar fontes de energia limpa e renovável competitivas, buscando limpar e diversificar a matriz energética do país. A política de redução do subsídio de fonte incentivada é compreendida como uma medida necessária para a manutenção da sustentabilidade do setor elétrico, especialmente diante de cenários de elevada CDE e sobreoferta. Contudo, ressalta-se que qualquer transição regulatória deve ser conduzida com extrema cautela e responsabilidade, garantindo a segurança jurídico-regulatória do setor e a atratividade para investidores.</p> <p>Essa transição é fundamental pois todos os empreendimentos outorgados antes de 02/03/23, que estão em processo de implantação, consideraram nos estudos de viabilidade o desconto na TUST/TUSD incidentes sobre toda a outorga das usinas, servindo de base também para financiamentos dos empreendimentos e contratação de seguros.</p> <p>A ENGIE possui uma perspectiva diferente quanto à interpretação das condições estabelecidas na lei para aplicação do desconto, entendendo que a interpretação de que o atendimento das condições precisa ser cumulativo e de forma prévia à sua aplicação é mais restritiva do que o proposto pela própria lei. O desconto é um direito garantido para os empreendimentos que entraram em operação comercial dentro do prazo estipulado, conforme definido na lei, e deve ser aplicado a todo o período da outorga, não apenas a uma parte dela, garantindo um valor não inferior a 50% para o empreendimento como um todo.</p> <p>Portanto a não aplicação do desconto durante o comissionamento trata a regra pela exceção, visto que todos os agentes estão trabalhando para entregar seus empreendimentos dentro dos prazos estipulados e os casos de não atendimento ao prazo serão minoria. Adicionalmente, viola o princípio da boa-fé e também da previsibilidade e respeito aos contratos existentes, conforme relatado na Exposição de Motivos da MP que resultou na lei 14.120/2021, visto que trata de uma nova interpretação do que vinha sendo praticado e entendido por todo o setor, cujas decisões de investimento foram baseadas. Diante disso, fica claro a defesa à manutenção do desconto como vem sendo praticado e que a condição de 48 meses seja estritamente respeitada pelos agentes e órgão regulador. O desconto é garantido no início da outorga, caso o empreendimento não cumpra com o prazo de 48 meses da lei, perde o direito. Caso o empreendimento cumpra o prazo ele permanece com o desconto, caso contrário, perde o direito e a diferença do desconto que foi concedido até a data de confirmação do não atendimento ao prazo é paga. e a diferença do desconto que foi concedido até a data de confirmação do não atendimento ao prazo é paga.</p> <p>Diante da complexidade de eventuais reprocessamentos/recontabilizações de valores devidos, caso agentes não cumpram os requisitos para</p>	<p>§ 6º Os percentuais de redução são válidos durante a vigência original da outorga, devendo ser aplicados desde o início da cobrança do EUST até a data de término da autorização.</p> <p>§ 6-A Caso os empreendimentos de que tratam os §§ 4º e 5º não tenham todas suas unidades geradoras em operação comercial passados 48 meses da data da outorga, os montantes financeiros associados aos percentuais de redução até então aplicados serão adicionados ao EUST do mês seguinte.</p> <p>§ 6-B Caso os empreendimentos de que tratam os §§ 4º e 5º não tenham todas suas unidades geradoras em operação comercial passados 48 meses da data da outorga, o agente detentor da outorga deverá ressarcir à CDE o custo associado ao “subsídio consumidor fonte incentivada” na proporção da sua participação na oferta de energia incentivada, para cada mês aplicável.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p> <p>Quanto à sugestão de abertura de nova fase de Consulta Pública, não é necessária, pois já é escopo desta CP.</p>
Galp Energia Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Conforme já explicitado nosso entendimento é de que as outorgas possuem o direito ao desconto até que se completem os 48 meses da obtenção dessa e só perdem tal direito caso ao final desse prazo – dos 48 meses – todas as unidades não estejam em operação comercial. Reforça que este era até o momento de abertura da respectiva Consulta Pública, o entendimento absoluto entre todas as entidades envolvidas no processo, quais sejam: Aneel, CCEE e ONS, inclusive com pagamentos faturados e pagos.</p>	Exclusão do parágrafo	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Entendemos que a discussão em tela produzirá efeitos sobre dois casos: (i) projetos cujo atraso no cronograma de outorga levou ao descasamento do início de vigência do CUST e da entrada em operação e estão entrando em operação; e (ii) projetos que estão em desenvolvimento e entrarão em operação no prazo previsto, cuja cobrança será concatenada com o início de vigência do CUST.</p> <p>Manifestamos nossa preocupação com a segurança jurídica dos negócios efetivados até o momento sob a previsão das regras impostos pela Lei, penderes de regulamentação. Nesse sentido, nos preocupa que venha a ser concedido um tratamento mais restritivo que o previsto pela própria Lei, pretendendo-se ainda, efeitos retroativos sob os negócios já praticados.</p>	<p>§ 6º O desconto será aplicado considerando o início da operação em teste, podendo ser revisto caso o inciso II do artigo 4º não seja cumprido após 48 meses da data de emissão da outorga.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Preocupados com a segurança jurídica e regulatória, para além dos reflexos financeiros irreversíveis que podem recair sobre os agentes, impactando negativamente no cenário de investimentos no Brasil, bem como na viabilidade de negócios já desenvolvidos sob o prisma das atuais práticas solicitamos que a segunda condicionante, ora entendida como o prazo de 48 meses para entrada em operação, seja pautada na presunção de boa-fé do empreendedor, cujos instrumentos de garantia foram aprimorados nas discussões atuais, com desconto aplicado a partir do início de vigência do CUST, podendo ser revisto após a comprovada não entrada em operação em 48 meses.</p>	<p>§ 6º O desconto será aplicado considerando o atingimento das condições previstas, podendo ser revisto caso o inciso II do artigo 4º não seja cumprido após 48 meses da data de emissão da outorga.</p>	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>
ILLIAN Energias Renováveis S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Não oeração durante período de implantação do empreendimento. Conforme citado em item anterior o entendimento é de que o desconto sobre o uso será calculado sobre todo o período de aplicação caso todas as unidades geradoras estejam em operação comercial dentro do prazo de 48 meses contados a partir da data da outorga. Caso o empreendimento não cumpra o prazo de implantação o mesmo deverá realizar os ressarcimentos dos valores cobertos pela aplicação do percentual de desconto.</p>	Exclusão do §6º.	Não aceita	<p>A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo ⁷⁴	Inclua sua proposta de redação para a norma ⁴	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Neoenergia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Os novos dispositivos incluídos na Lei 9.427 pela MP 998, posteriormente convertida na Lei 14.120, tiveram a nítida intenção de encerrar a política pública vigente até então de concessão de descontos nas TUST/D para usinas de determinadas fontes. Houve também a clara preocupação com os negócios em curso naquele momento, criando-se período de transição para que estes negócios pudessem manter os benefícios da política pública vigente, desde que cumpridos dois requisitos (exceto para hidrelétricas de menor porte): i) pedido de outorga em até 12 meses da MP (posteriormente, da Lei); e ii) entrada em operação comercial de todas as UGs em até 48 meses da outorga.</p> <p>Além disso, em relação ao desconto no período de transição, a MP/Lei não fez qualquer menção adicional, tampouco em qualquer ocasião no decurso do processo legislativo. Portanto, não há como se extrair a intenção do legislador de limitar a aplicação dos descontos no período de motorização dos geradores na transição, até porque disposição neste sentido iria de encontro à intenção primordial do estabelecimento de regra de transição, de não afetar os negócios em curso no momento de extinção da política pública, além de que o efeito dessa medida seria temporário para o cumprimento do objetivo principal da MP/Lei.</p> <p>Contudo, a redação dos dispositivos da MP/Lei foi genérica, o que gerou dúvidas a respeito de como eles deveriam ser operacionalizados posteriormente pelas instituições setoriais. A própria CCEE enviou questionamento à ANEEL a respeito da interpretação que deveria adotar para o fiel cumprimento da norma, citando que um "um possível entendimento desse comando" seria a aplicação dos descontos apenas após o cumprimento dos dois requisitos, mas destacando que isso se trataria de "uma inovação frente às Regras de mercado atuais". Adiciona-se a isso o fato de que o ONS aplicou desconto nas TUST de geradores na transição desde a primeira sincronização de suas UGs. Finalmente, em recente FAQ disponibilizado pela ANEEL sobre a REN 1.065, a resposta para a questão sobre como serão calculadas as garantias financeiras a serem aportadas pelos agentes mencionou que deveriam ser "considerados os percentuais de desconto de que trata o § 1º-C do art. 26 da Lei 9.427".</p> <p>A proposta colocada em consulta pública pelas SGM e SCE vai em sentido contrário ao demonstrar entender que as disposições legais tratariam de "condição suspensiva" do direito ao desconto, ou seja, só podendo usufruir desse direito o gerador que comprovar ter cumprido com os dois requisitos legais.</p> <p>Ademais, depreende-se da proposta que não há a intenção de se conceder efeito retroativo para os geradores que, ao final da motorização, demonstrarem ter cumprido com todos os requisitos para obtenção do desconto nas TUST/D. Mesmo que haja essa intenção, destaca-se que, da forma como se pretende, a retroação não poderá ser feita de forma completa, especialmente no que diz respeito ao repasse do direito a desconto aos consumidores. Isso porque, na motorização, o gerador estará impedido de vender energia como incentivada, o que não poderá ser revertido no futuro. A Neoenergia entende que a segunda condição estabelecida na MP/Lei para o período de transição está associada a uma "condição resolutiva" e não a uma "condição suspensiva". Ou seja, o prazo para entrada em operação deve ser visto como um critério cujo descumprimento provocaria a perda de desconto pelos geradores, inclusive com efeito retroativo.</p>	<p>§ 6º O não cumprimento do prazo para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras disposto nos §§ 4º e 5º ensejará a perda do direito à redução das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição a que se refere o caput, inclusive com efeitos retroativos, devendo o ONS e a CCEE recontabilizar os valores de redução aplicados no decurso do processo de motorização dos geradores.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
Newava Energia S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Uma vez que o direito já foi concedido pela Lei nº 9.427/96 é inadequado condicionar o usufruto do benefício mediante o cumprimento de prazos que ainda não foram extrapolados. Sendo assim, os agentes devem ter o benefício suspenso apenas quando ambas as condições estabelecidas na Lei nº 14.120/21 (entrada em operação em até 48 meses após a emissão da outorga) forem descumpridas.</p>	<p>§ 6º Os percentuais de redução não serão aplicados após o atingimento de uma ou mais condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso."</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
Statkraft Energias Renováveis	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Na Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL, a ANEEL manifesta o entendimento de que o desconto somente seria devido após a superação cumulativa de (i) solicitação da outorga até 02/03/2022 e (ii) entrada em operação de todas as unidades geradoras até 48 meses após a outorga (ou após o ato de alteração de características técnicas, no caso de ampliação). Tal interpretação implicaria ao empreendimento um período sem o desconto até a entrada em operação comercial da última unidade. Essa abordagem proposta, na visão da Statkraft, fere o princípio da isonomia disposto no caput do artigo 37 da Constituição Federal em razão do tratamento distinto dado aos agentes detentores de empreendimentos enquadrados no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021, conforme explicamos a seguir.</p> <p>Ressalta-se que algumas das usinas do Sistema Interligado Nacional que estão enquadradas no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021 já alcançaram a entrada em operação comercial de todas as suas unidades geradoras dentro dos 48 meses contados a partir da publicação de suas respectivas outorgas. Tais usinas usufruíram da aplicação do desconto no pagamento dos seus Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) ou Distribuição (EUSD) no período compreendido entre o início de execução do CUST/CUSD e a entrada em operação comercial da última unidade geradora, bem como possuíram o direito ao lastro (parcial) de energia incentivada já a partir da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora. Diante disso, eventual aplicação da "ativação" do desconto da forma proposta representaria um tratamento distinto entre os agentes, o que fere o princípio constitucional da isonomia.</p> <p>Nesse mesmo contexto, destacamos também o princípio da coisa julgada previsto no inciso XXXVI do artigo 5º da Constituição Federal, em que eventual aprovação de proposta distinta de "ativação" do desconto não deverá alcançar tais usinas, haja vista que a suspensão retroativa do desconto prejudicaria o direito já adquirido desses agentes. Para essas usinas, portanto, deve ser mantido o benefício já usufruído do desconto, afastando-se qualquer eventual aplicação distinta da "ativação" do desconto.</p> <p>Por outro lado, há usinas enquadradas no artigo 4º da Lei nº 14.120/2021 que ainda estão em fase de implantação e muitos desses empreendimentos terão o início da operação comercial de suas unidades geradoras em momento posterior ao início de vigência da nova regra proposta, ainda que dentro dos 48 meses contados a partir da publicação de suas outorgas. Na hipótese de implementação da regra de "ativação" do desconto a partir da entrada em operação comercial da última unidade geradora, há a possibilidade de aplicação de tratamento distinto a agentes enquadrados no mesmo dispositivo legal, mas com apenas momentos de entrada em operação comercial diversos, o que fere diretamente o tratamento isonômico que deve ser dado a todos os operadores. Eventual alteração do usufruto dos benefícios que também já foram concedidos também feriria o princípio da coisa julgada.</p>	<p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados a partir da publicação da outorga da usina, somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p> <p>§ 6º-B O prazo de até 48 (quarenta e oito) meses para entrada em operação, contado da data da outorga, não é aplicável a empreendimentos que tiveram outorgas publicadas anteriormente à publicação da Lei 14.120 de 1º de março de 2021.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Total-Eren	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Conforme item 27 da Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL (“NT”), as áreas técnicas da ANEEL apresentam entendimento – claudicado – de que a aplicação dos descontos apenas seria “ativada” quando da entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras dos empreendimentos que se enquadram nos termos da Lei.</p> <p>Nesse sentido, vale mencionar que antes da publicação da Lei, a aplicação dos referidos descontos sempre foi vinculada à Potência Injetada dos projetos, mas – mesmo com essa “condição suspensiva” – os empreendimentos usufruíram do benefício do desconto desde a obtenção das outorgas. Importante mencionar que após a publicação da Lei não houve mudança – por parte do ONS e da CCEE – quanto à aplicabilidade dos descontos. Sendo que o entendimento de que os empreendimentos fazem jus ao desconto foi expresso em diversos momentos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Confirmação por e-mail do ONS de que os empreendimentos enquadrados na Lei fazem jus ao desconto; •Valores calculados pelo ONS para aporte de garantia dos CUST; •Valores calculados pelo ONS para rescisão de CUST; •Faturamento de EUST de empreendimentos que se enquadram na Lei e já possuem CUST vigente e com atraso em entrada de início de operação; •Faturamento de EUST de empreendimentos que se enquadram na Lei, que possuem CUST vigente e já estão em operação comercial; e •Valores divulgados no último relatório do AMSE, referente a cobrança do mês de junho de 2023, em que não há nenhuma cobrança a projetos eólicos ou solares sem a aplicação do desconto, mesmo para aqueles que ainda não se encontram em operação comercial. <p>Diante do próprio entendimento adotado pelo ONS e pela CCEE, evidencia-se que a cassação do direito ao desconto somente ocorreria posteriormente ao não cumprimento do prazo quadrienal para a entrada em operação de todas as unidades geradoras. E não de forma antecipada conforme – confundidamente – é trazido no bojo da NT.</p> <p>Ou seja, a adoção de medida por parte da ANEEL que limite o direito ao desconto é puramente interpretativa e contraria a prática adotada até então pelas entidades regidas por essa Agência.</p> <p>A não aplicação dos referidos descontos contraria e fere os princípios de segurança jurídico-regulatória e a expectativa dos empreendedores em relação aos riscos assumidos no momento da obtenção das suas outorgas e da assinatura dos respectivos CUST.</p> <p>Mesmo que ANEEL siga com o entendimento equivocado de que a Lei limita o direito ao desconto apenas após a entrada em operação comercial de todas as unidades de geração e que – como resultado da CP – aprove normativa nesse sentido, entende-se que tal norma só deve valer após a sua publicação. Sendo que o prazo de 12 meses definido em Lei já se encerrou e a aplicação da nova norma só teria vigência após a sua publicação, tal supressão de direito até a entrada em operação comercial seria aplicável apenas aos empreendimentos que ainda usufruem do direito ao desconto e cujas outorgas sejam solicitadas a partir da publicação da uma nova regra.</p> <p>Portanto, percebe-se que as outorgas possuem o direito ao desconto até que se completem os 48 meses da obtenção dessa e só perdem tal direito</p>	Exclusão do § 6º.	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
Volitalia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>A aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial de todas as UGs dentro dos 48 meses pressupõe o descumprimento dos requisitos previstos na Lei nº 14.120/21 pelo agente, antes mesmo do prazo consumado.</p> <p>O direito ao desconto na TUST nasce com a emissão da outorga, permanecendo válido durante toda sua vigência, desde que atendidos os requisitos da Lei.</p> <p>Fato que corrobora com tal entendimento está no relato de agentes que informam que seus empreendimentos estão pagando o EUST, calculado com 50% do valor da TUST, mesmo antes da entrada em operação comercial integral da usina, sinalizando ao mercado que as regras já praticadas não seriam alteradas.</p> <p>Outro ponto importante consiste no fato de que, apesar da Lei 14.120/21 prever o prazo de 48 meses para entrada em operação das usinas que solicitassem outorga até 02/03/22, naquele período os agentes definiram seus cronogramas com base na regra para obtenção de outorgas vigente à época, a REN 876/20, a qual prevê prazo de 36 meses para a entrada em operação comercial dos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos.</p> <p>Posteriormente, foi publicada a REN 1.038/22, que abriu possibilidade de extensão do cronograma das usinas para até 54 meses, tanto para novos pedidos de outorga, quanto para usinas que não possuísem CUSTs assinados, alterando assim, o período de 36 meses antes previsto.</p> <p>Neste sentido, os agentes que tiveram seus CUSTs assinados antes da publicação da REN 1.038/22 viram-se prejudicados, uma vez que trabalharam com prazo encurtado para a implantação e operação de seus projetos, considerando a limitação dos 36 meses. Deste modo, a demora na elaboração/publicação de nova regulamentação, adequando o arcabouço regulatório existente às novas previsões trazidas pela Lei 14.120/21, gerou uma falta de isonomia entre os agentes geradores.</p> <p>Principalmente para tais agentes, é imprescindível a aplicação do desconto desde o início da contratação do MUST do empreendimento, caso contrário, os geradores que estabeleceram seus cronogramas com base no limite de 36 meses estarão sujeitos ao pagamento do EUST, com a aplicação de 100% do valor da TUST até a entrada em operação comercial integral de suas usinas, gerando um cenário de falta de isonomia em relação àqueles que assinaram seus CUSTs após a REN 1.038/22. Além disso, tais agentes também estarão sujeitos a riscos de fiscalização devido ao “descumprimento” de seus cronogramas de outorga.</p> <p>Nesta linha, entendemos que deve ser aplicado o desconto desde a data de início da contratação do MUST, minimamente para aqueles agentes que não tiveram a possibilidade de postergar seus cronogramas em prazo superior aos 36 meses, sendo retirado o benefício do desconto apenas nos casos em que estes não honrem a entrada em operação comercial no prazo de 48 meses.</p> <p>Ademais, entendemos que a aplicação imediata do desconto, a partir da data de início da contratação do MUST, prevista no CUST, trará mais dinamismo no que tange à operacionalização do ponto de vista de comercialização de energia, enquanto a aplicação com base no critério cumulativo trará maior complexidade e morosidade para o processo de cálculo do EUST. Acreditamos que o cumprimento dos requisitos para manutenção do</p>	<p>§ 6º Os percentuais de redução serão aplicados desde a data de início da contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), prevista no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), somente serão mantidos se comprovado atingimento das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.</p> <p>§ 6º-A Caso a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras não seja concluída em até 48 meses após a publicação da outorga para os empreendimentos previstos no parágrafo 4º, todas as unidades perderão o direito ao desconto, devendo ainda devolverem o montante referente ao desconto usufruído, no pagamento dos EUSTs futuros, pelo prazo de meses em que o desconto foi obtido.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?4	Inclua sua proposta de redação para a norma4	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
RAD Energia no Mercado	Outros	<p>A Lei nº 14.120/21 trouxe um comando que colocou fim a um direito concedido pela Lei nº 9.427/96 do desconto de 50% do fio para usinas de geração renovável. Para assegurar a previsibilidade regulatória aos agentes passíveis de usufruto do desconto do fio, duas condições foram definidas para manter o direito ao desconto de 50% nas tarifas de transmissão, são elas:</p> <p>"Art. 26 [...]</p> <p>§ 1º-C Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:</p> <p>I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e</p> <p>II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.</p> <p>" (Grifo nosso)</p> <p>A RAD – Energia no mercado entende que o desconto do fio está garantido aos agentes até que um dos critérios descritos na Lei seja descumprido.</p> <p>Assim, uma vez que o direito já foi concedido pela Lei nº 9.427/96 é inadequado condicionar o usufruto do benefício mediante o cumprimento de prazos que ainda não foram extrapolados. Sendo assim, os agentes devem ter o benefício suspenso apenas quando ambas as condições estabelecidas na Lei nº 14.120/21 (entrada em operação em até 48 meses após a emissão da outorga) forem descumpridas.</p>	§ 6º Os percentuais de redução deixarão de ser aplicados após o descumprimento de uma das condições previstas no § 4º ou no § 5º, conforme o caso.	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?	Inclua sua proposta de redação para a norma	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	A ABRACE entende que o prazo para entrada em operação de todas as unidades geradoras é um requisito essencial para a obtenção do desconto no fio e que o descumprimento desta condição deve obrigatoriamente levar à perda do benefício, independente do motivo do descumprimento. Assim, sugerimos acrescentar ao parágrafo um inciso esclarecendo que eventuais pedidos de excludentes de responsabilidade não têm o condão de estender o prazo imposto pela lei.	I – O prazo legal de 48 meses deve ser observado como requisito para a obtenção do benefício, independente de responsabilidade do gerador pela inobservância do prazo.	Aceita	Aceito aprimoramento para maior esclarecimento expresso no normativo.
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	É possível verificar que os percentuais de redução tarifária têm sido aplicados desde a emissão das outorgas, sendo considerado do início dos pagamentos previstos nos CUSTs e CUSDs. Em interpretação idêntica àquela adotada pela CCEE, o ONS, entidade responsável pela operação física do Sistema SIN e, dentre outras atribuições, por gerir a aplicação da TUSTg para cobrança de EUST dos agentes de geração, que também atua sob fiscalização e regulação da ANEEL, também vinha aplicando à TUSTg os percentuais de redução previstos nos §§1º, 1º-A e 1º-B da Lei nº 9.427/1996 desde a entrada em operação da primeira unidade geradora.	§ 7º A condição de iniciar a operação em teste das unidades geradoras no prazo legal de até 48 (quarenta e oito) meses, prevista no § 4º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação comercial."	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto. A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	§ 7º A condição de iniciar a operação comercial teste de todas as suas unidades geradoras no prazo legal de até 48 (quarenta e oito) meses, prevista no § 4º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação comercial."	Acreditamos que a Lei buscou assegurar a entrada em Operação dos empreendimentos, ou seja, a sua viabilidade e disponibilidade ao sistema num determinado prazo. Diante disso, considerando que a partir do início dos testes o empreendimento comprova a sua viabilidade e inicia o pagamento dos encargos (EUST), entendemos que a Operação em teste atende adequadamente o disposto em Lei.	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto. A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Newava Energia S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	Entende-se que, uma vez que o empreendimento está "em operação em teste" já é verificada a injeção de energia elétrica na rede, portanto, o critério que estabelece que todas as unidades geradoras da usina devem estar em operação em até 48 meses após a emissão da outorga, deve levar em consideração a operação em teste da usina.	§ 7º A condição de iniciar a operação em teste de todas as suas unidades geradoras no prazo legal de até 48 (quarenta e oito) meses, prevista no § 4º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação em teste."	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Quasar Energia Ltda.	Empreendedores de geração de energia elétrica	1) Mudança de aspectos técnicos e regulatórios durante o processo de outorga dos empreendimentos solicitantes até a data de 02 de março de 2022. 2) Transferência exacerbada de responsabilidades e riscos para o acessante que não possui informações atualizadas do sistema elétrico. Apesar de estudos elétricos (realizados para o Parecer de Acesso) apontarem a possibilidade de conexão, a falta de informações sistêmicas atualizadas com frequência (realizadas apenas pelo ONS) faz com que o acessante não tenha condições de avaliar adequadamente os riscos e possibilidades de acesso à rede.	§ 7º A condição de iniciar a operação comercial de todas as suas unidades geradoras no prazo estipulado pelo ONS ou distribuidora local, prevista no § 4º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação comercial."	Não aceita	Houve alteração legal de benefício (subsídio) e seus requisitos. Não houve alteração técnica e nem regulatória. Também não houve transferência de responsabilidades. As matrizes de riscos do empreendedor de geração permanece a mesma. A possibilidade de alterações na situação sistêmica sempre existiu. A quantidade de empreendimentos solicitando é a causa das alterações sistêmicas frequentes. Em todo caso, o ONS disponibiliza mapa de margem, estudos e diversos dados para simulações pelos empreendedores administrarem e mitigarem seus riscos.
RAD Energia no Mercado	Outros	A Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL caracteriza a entrada "em operação", mencionada na Lei nº 14.120/21, como "em operação comercial". Contudo, entende-se que, uma vez que o empreendimento está "em operação em teste" já é verificada a injeção de energia elétrica na rede, portanto, o critério que estabelece que todas as unidades geradoras da usina devem estar em operação em até 48 meses após a emissão da outorga, deve levar em consideração a operação em teste da usina.	§ 7º A condição de iniciar a operação em teste de todas as suas unidades geradoras no prazo legal de até 48 (quarenta e oito) meses, prevista no § 4º, é independente e não se vincula ao cronograma da outorga para entrada em operação comercial."	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?6	Inclua sua proposta de redação para a norma6	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABRADEE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A Abradee propõe a exclusão do §8º ao art. 2º, medida que assegurará a aderência da regulamentação da Aneel às imposições contidas na Lei nº 14.120/2021 para a concessão de novos descontos à TUST/TUSD aos empreendimentos que produzem energia por meio de fontes incentivadas de capacidade reduzida, dispostos no art. 26 da Lei nº 9.427/1996.</p> <p>Sobre a a sujeição dos empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW às condicionantes introduzidas ao texto legal pela Lei nº 14.120/2021, é importante destacar que o §1º-C, introduzido ao art. 26, determina a sua aplicação a todos os descontos concedidos aos empreendimentos listados no §1º, §1º-A e §1º-B do mesmo artigo. E, nesse sentido, entre os empreendimentos listados no §1º, estão os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts), os quais estão sujeitos a registro, e não a outorga.</p> <p>A partir dessas considerações, a Abradee destaca que a Lei, ao prever nos §1º-C, sujeita todos os empreendimentos às novas condicionantes introduzidas. O fato de alguns empreendimentos não se sujeitarem à outorga, a exceção dos atingidos pelo § 1º-D, não afasta o enquadramento aos demais requisitos impostos pela Lei, como o da obrigação de prazo para entrada em operação. Para o caso, deve-se interpretar o comando da lei da forma expressamente prevista, qual seja, para a fruição do desconto, por se tratar de uma exceção legal, todos os empreendimentos listados no §1º deverão se sujeitar às condicionantes do §1º-C, não cabendo a exclusão de determinada categoria de empreendimento, como indicado no parecer.</p> <p>Todavia, como já evidenciado, a intenção do Legislador com as introduções realizadas pela Lei nº 14.120/2021 é de limitar a concessão de benefícios, não cabendo a exclusão de determinada classe de empreendimento listado no §1º, por destoar da intenção do legislador em conter a concessão de subsídios, aqui representados pelos descontos. O desconto é uma exceção legal e a sua fruição é que está sujeita a interpretação restritiva, não cabendo uma interpretação que restrinja o alcance das hipóteses legais que o limitam.</p> <p>Nesse ponto, caso o legislador pretendesse excluir os empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW, que estão listados no §1º, da aplicação das condicionantes impostas pelo §1º-C pelo fato de estarem sujeitos a registro, deveria o fazer de forma explícita. Com isso, o fato de determinado empreendimento não solicitar outorga não é capaz de o afastar do alcance das demais condicionantes presentes na norma jurídica que limitam temporalmente a entrada em operação para a concessão dos descontos. Além de impor a concessão do benefício à limitação temporal para a solicitação de outorga, a Lei impôs limitação temporal para entrada em operação a todos os empreendimentos.</p> <p>Cabe observar também que essa exclusão, não explícita, pode provocar o comportamento arríscado de alguns agentes, que de forma proposital opte por empreendimentos de menor capacidade visando a obtenção do desconto tarifário permanente, indo de encontro ao pressuposto da Lei, o qual seja, redução e fim dos subsídios tarifários.</p>	<p>De acordo com o argumentado acima, entende a Abradee que a inclusão do §8º ao art. 2º não reflete a previsão legal vigente e a vontade do legislador, devendo ser excluída da proposta de alteração da Resolução Normativa nº 1.031/2022.</p> <p>Não inclusão § 8º.</p>	Não aceita	<p>A redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.</p>
ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Embora tenha havido entendimento da AGU no sentido de que o texto da Lei nº 14.120/2021 parece ter deixado os empreendimentos com potência instalada abaixo de 5 MW fora da determinação de extinção gradual dos benefícios também, resta claro que a intenção é a de extinguir nos prazos estabelecidos todos os descontos aplicáveis na TUSD e na TUST.</p> <p>Sugerimos que esse parágrafo seja retirado e esses empreendimentos tenham o mesmo tratamento dado aos demais empreendimentos hidrelétricos. Não nos parece razoável conceder benefícios tarifários para usinas de menor porte, sob o risco de estimular a prática de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos. Esse procedimento já vem sendo adotado pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas que, em muitos casos, limitam a potência instalada para usufruir do desconto na TUSD</p>	Parágrafo 8º - Excluir	Não aceita	<p>A redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.</p>
Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	A Lei 9.427/96 Art.26º § 1-C não prevê alteração na manutenção de desconto para usinas que não dependem de outorga.	Sem o texto para o §8º	Não aceita	<p>A redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.</p>

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?6	Inclua sua proposta de redação para a norma6	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
CPFL Energia	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	Embora fuja da alçada desta agência sobre a retirada dos descontos para empreendimentos com capacidade reduzida (menores ou iguais a 5 MW), o Grupo CPFL defende que os descontos para novos empreendimentos com essas características devem ser exauridos, de forma a encerrar por completo os descontos a todas as usinas do mercado, incentivando a competitividade técnica e comercial entre as fontes e a desestimular a prática indevida de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos.	Sem contribuições	Não aceita	A redação trazida pela Lei 14.120/2021 indica tratamento de manutenção do desconto para as centrais geradoras de capacidade reduzida. No caso específico dos dispositivos legais, os comandos acabaram correlacionando os dois requisitos (prazo para solicitação de outorga e prazo para entrada comercial) ao ato de outorga – o qual é dispensado para empreendimentos de potência até 5.000 kW. Dessa forma, não restou dúvida ou lacuna quanto a não aplicação dos dispositivos para os empreendimentos sujeitos a Registro, conforme já destacado pela PFANEEL em seu Parecer 77/2021.
Energisa S. A.	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	A Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL discute esse tema com a seguinte consideração: “se o desconto foi concedido para a outorga completa, é razoável que seja mantido para potências inferiores à originalmente autorizada. Além disso, caso não fosse permitido, seriam vedadas quaisquer alterações de características técnicas que são comuns ao caso de usinas eólicas e fotovoltaicas, devido aos constantes avanços tecnológicos nos equipamentos e lançamentos de novos equipamentos e produtos.” Já com relação à ampliação de potência, a Nota Técnica entende que “referente ao aumento de capacidade instalada da outorga original, acarretará perda do desconto apenas para a parcela a ser ampliada, mantendo o desconto para a potência originalmente outorgada, desde que atenda aos critérios estabelecidos no ato de outorga.” Pelos mesmos motivos apresentados para redução de potência, há casos de atualização de solução tecnológica que incorrem na necessidade de alterações de características técnicas relacionadas a pequenos aumentos de potência instalada. Sendo assim, tendo em vista que o montante que, de fato, trará impacto para o sistema é o de potência injetada, e não o de capacidade instalada, consideramos razoável que seja considerada a manutenção de desconto para a totalidade da autorização, nos parâmetros deste dispositivo legal, em casos de alteração de características técnicas relativas a aumento de capacidade instalada, desde que não incorra em aumento de potência injetada.	§9º Será mantido o desconto para a totalidade da autorização, nos parâmetros deste dispositivo legal, em casos de alteração de características técnicas relativas a aumento de capacidade instalada, desde que não incorra em aumento de potência injetada.	Não aceita	A lei é clara no que se refere a “montante acrescido de capacidade instalada”. Não há espaço para alternativa regulatória.
Equatorial Energia Distribuição	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	Poderá ocorrer eventual prática indevida de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, contrariando o objetivo da Lei nº 14.120/2021. Assim, empreendimentos de médio e grande porte, com potência instalada obrigada ao ato de outorga eventualmente podem buscar se fragmentar em inúmeros “empreendimentos de capacidade reduzida fictícios”, de forma a manter para si a possibilidade do desconto na TUST/TUSD.	A Equatorial Energia propõe que seja incluído um parágrafo na Resolução Normativa nº 1.031 de 26 de julho de 2022 que proíba tal prática, a qual será objeto de fiscalização por parte da ANEEL e passível de penalidades.	Aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A.	Empreendedores de geração de energia elétrica	A contribuição proposta não é no sentido de alterar o dispositivo, pois a Comerc concorda que as tratativas trazidas pela Lei nº 14.120/2021, mas sim de ampliar a análise acerca de possíveis “fragmentações artificiais”. Nos itens 40 e 41 da Nota Técnica no 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL é apresentada preocupação relativa à “fragmentação artificial” de grandes empreendimentos, objetivando o benefício do desconto de forma indevida, via enquadramento de um projeto como diversos, de capacidade reduzida. Nesse sentido, visando a segurança jurídica, sugere-se que a agência estabeleça critérios objetivos que caracterizam essa conduta. Vale destacar que o art. 18 da Resolução Normativa Aneel nº 876/2020, já estabelece diretrizes para identificar centrais geradoras que serão consideradas como empreendimento único.	Sem alteração. Comentários sobre o tema apresentados na justificativa - pergunta 16.	Aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
Comerc Energia - Razão Social: Comerc Participações S.A. - ERRATA	Empreendedores de geração de energia elétrica	A contribuição proposta não é no sentido de alterar o dispositivo, pois a Comerc concorda que as tratativas trazidas pela Lei nº 14.120/2021, mas sim de ampliar a análise acerca de possíveis “fragmentações artificiais”. Nos itens 40 e 41 da Nota Técnica no 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL é apresentada preocupação relativa à “fragmentação artificial” de grandes empreendimentos, objetivando o benefício do desconto de forma indevida, via enquadramento de um projeto como diversos, de capacidade reduzida. Nesse sentido, visando a segurança jurídica sugere-se que a agência estabeleça critérios objetivos que caracterizam essa conduta. Vale destacar que o art. 18 da Resolução Normativa Aneel nº 876/2020, já estabelece diretrizes para identificar centrais geradoras que serão consideradas como empreendimento único.	Não se aplica. Justificativa no comentário anterior.	Aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo??	Inclua sua proposta de redação para a norma?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABIAPE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Os submódulos das Regras de Comercialização a serem atualizados apresentam a operacionalização das propostas da ANEEL. O caderno de Regras de Comercialização com o descritivo das alterações anuncia que as linhas de comando 5, 5.1 e 5.2 darão tratamento às situações em que usinas incentivadas possam ampliações sem o direito ao desconto original do empreendimento. Contudo, a linha de comando 5.2 faz referência ao tratamento das situações nas quais usinas incentivadas terão ampliação ou redução (ampliação negativa) da capacidade instalada, conforme transcrição a seguir:</p> <p>5.2. A capacidade total autorizada para o empreendimento antes da ampliação é calculada a partir da diferença entre a capacidade total cadastrada, considerando a ampliação, e a capacidade associada à ampliação, que será resultante da diferença positiva entre os cadastros de capacidade realizadas pelo agente no sistema da CCEE. Para evitar que eventuais situações de reduções de capacidade instalada (ampliação “negativa”) distorça o cálculo em questão, apenas para esses casos, a capacidade instalada antes da ampliação será considerada a nova capacidade instalada, conforme expressão:</p> $[(CAP_ANT_AMP)_P = \min\{(CA[P_T])_P - [(CAP_AMP)_P]; CAP_T\}$ <p>Onde: CAP_ANT_AMPp é a Capacidade Instalada Antes de Ampliação, da parcela de usina “p” CAP_AMPp é a Capacidade Instalada Associada à Ampliação da parcela de usina “p” CAP_Tp é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”</p> <p>De acordo com a transcrição da linha de comando 5.2, entende-se que, na hipótese de ampliação, o cálculo da capacidade total autorizada para o empreendimento antes da ampliação será calculado nos moldes da equação abaixo:</p> $[(CAP_ANT_AMP)_P = CA[P_T])_P - [(CAP_AMP)_P]$ <p>Já no caso de redução (ampliação negativa) será aplicável a seguinte parcela da equação:</p> $[(CAP_ANT_AMP)_P = \min\{(CA[P_T])_P - [(CAP_AMP)_P]; CAP_T\}$ <p>Ao realizar uma simples simulação, na qual se têm uma usina com potência original de 30MW que solicita redução de 5MW de potência instalada, obtêm-se valores aparentemente incorretos:</p> $[(CAP_ANT_AMP)_P = \min\{(25MW - 5MW); 25MW\}$ $[(CAP_ANT_AMP)_P = \min\{(20MW); 25MW\}$ $[(CAP_ANT_AMP)_P = 20MW$ <p>O valor obtido é de 20 MW, quando na verdade o resultado deveria ser 30 MW.</p>	Diante do exposto, a ABIAPE sugere que a álgebra da linha de comando 5.2 do Caderno de Regras seja revisada a fim de esclarecer se a equação 5.2 produz resultados verdadeiros. Adicionalmente, a Associação solicita esclarecimento quanto à aplicabilidade das equações do comando 5, 5.1 e 5.2 – se vale tanto para os casos de ampliação quanto de redução (ampliação negativa).	Não aceita	A CCEE previu o caso de eventual redução de potência por alteração de característica técnicas do empreendimento, que matematicamente resultaria numa "ampliação negativa de potência", o que distorceria o cálculo do desconto. Para não ocorrer tal distorção, visto que não se trata de uma ampliação de fato, a CCEE tratou a álgebra com uma condição de contorno algébrica que evita qualquer distorção. Assim, não há o que se alterar nas álgebras.
ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Conforme novo dispositivo legal, novas usinas ou ampliações serão autorizadas sem direito a desconto na TUSD/TUST.</p> <p>Para a correta aplicação do desconto, é necessário que as Regras de Comercialização verifiquem se o prazo de 48 meses aplicáveis para os novos empreendimentos ou ampliações entrarem em operação comercial foi cumprido. Em caso de ampliações sem direito a desconto em usinas que já possuem esse direito, é necessário realizar a devida proporcionalização da quantidade de energia a ser comercializada com direito ao desconto e a parcela que não terá direito ao desconto.</p> <p>A quantidade de garantia física disponível para comercialização de energia incentivada e o percentual de desconto aplicado às tarifas do próprio gerador (TUSDg/TUSTg) serão degradados na proporção da potência injetada acima da potência original (sem ampliação) do ativo de geração. Tal critério objetivou evitar distorções de depreciação do desconto, uma vez que as ampliações não resultam necessariamente em aumento de MUSD/MUST ou de Garantia Física de forma imediata para o empreendimento, além de manter a coerência com o conceito de potência injetada já utilizado nas proporcionalizações dos demais dispositivos da mesma Lei.</p> <p>Contribuição ANACE</p> <p>De pronto, destacamos que a exposição técnica da CCEE incluída na Consulta Pública seria mais didática se incluísse alguns exemplos para deixar claro o entendimento de cada proposição.</p> <p>No caso de ampliações de centrais geradoras que já têm desconto fixado, o que se propõe é que, no processo de ampliação de uma usina existente, o desconto na TUSD seja proporcional ao montante de energia gerada para os geradores existentes e para os novos geradores, seja utilizada a garantia física ou a potência instalada como parâmetro para esse cálculo.</p> <p>A prática proposta, apesar de conceitualmente simples para implementação pela CCEE, acarreta muitas dificuldades operacionais, dentre as quais destacamos:</p> <p>a) a inexistência de medição para a parcela de energia gerada unidades geradoras existentes e novas unidades geradoras podem gerar situações delicadas nos casos de paradas para manutenção de uma das partes da usina ou nos casos de sinistros. Qualquer regra aplicada, nessas hipóteses, não seria justa para com os consumidores ou para o gerador;</p> <p>b) adiciona maior complexidade nas negociações dos contratos de compra e venda de energia, uma vez que serão “criadas” usinas com inúmeros percentuais de desconto na TUSD. As regras de ressarcimento hoje existentes não serão adequadas para essa nova sistemática;</p> <p>c) adiciona riscos para os consumidores de menor porte, especialmente aqueles que entrarão no mercado a partir do próximo ano, quanto a eventuais discussões decorrentes da entrega de produto diferente do que foi negociado;</p> <p>d) necessidade de maior controle e fiscalização por parte da ANEEL para assegurar que o cálculo do desconto na forma proposta é justo e aplicável durante todo o período de vigência da outorga com desconto na TUSD. Pode haver estímulo à criação de mecanismos para minimizar a</p>	A ANACE sugere que, no caso de ampliação de uma central geradora, as novas máquinas contem com medição própria para injeção de energia na rede, no conceito de compartilhamento da subestação, conforme já praticado e definido na regulamentação em vigor.	Não aceita	Separar fisicamente a medição da ampliação sem desconto da medição do restante da usina com desconto seria procedimento excessivamente burocrático para o gerador. Além disso, a Regra faz a separação proporcional da parte com direito a desconto e sem direito a desconto, com base na potência autorizada/não autorizada a desconto, que é a informação que consta no ato de outorga da ANEEL. Essa regra de proporcionalização é a semelhante às Regras de Comercialização aplicadas desde 2016 para PCHs e usinas à biomassa, com potência até 50 MW, mas o desconto é limitado a 30 MW, nas quais todos os geradores conseguem plenamente fazer gestão dos seus lastros com/sem direito a desconto, sem separar fisicamente os 20 MW sem desconto com medidor apartado.
Neoenergia	Empreendedor de geração de energia elétrica	Vide justificativa para a sugestão de alteração do § 6º do art. 2º.	Art. 3º. A CCEE e o ONS deverão encaminhar em até 90 (noventa) dias proposta de alteração das Regras de Comercialização e Procedimentos de Rede tendo em vista o disposto no § 6º do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.031/2022.	Não aceita	A CCEE já está encaminhando as respectivas alterações nas Regras de Comercialização. Não há alterações a serem realizadas nos Procedimentos de Rede.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo??	Inclua sua proposta de redação para a norma7	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Total-Eren	Empreendedores de geração de energia elétrica	Conforme argumentos apresentados anteriormente a regra não deve restringir o direito ao desconto.	A regra não deve restringir o direito ao desconto.	Aceita	As regras sempre devem seguir a legislação e a regulamentação na exata medida de seus termos. Assim está sendo feito pela ANEEL.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste documento?	Inclua sua proposta de redação	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Galp Energia Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	Necessidade de exclusão dos acrônimos que tornam as condições acumulativas para usufruir o benefício do desconto aplicado à TUST/TUSD	Exclusão dos acrônimos	Não aceita	Não houve alteração da proposta de regulamentação nesse sentido.
Neoenergia	Empreendedores de geração de energia elétrica	Tendo em vista a contribuição da Neoenergia para a CP, a operacionalização do desconto no período de motorização não mudaria em relação ao que historicamente é aplicado para as outorgas emitidas anteriormente à MP 998 e à Lei 14.120, a não ser para os geradores que não cumpram com o prazo de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. Neste último caso, a Neoenergia propõe o envio em até 90 dias de novas propostas de adequações nas Regras pela CCEE para a operacionalização do recálculo das matrizes de desconto dos consumidores que se beneficiaram dos descontos durante o período de motorização.	Desconsiderar.	Não aceita	Não houve alteração da proposta de regulamentação nesse sentido.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Qual sua justificativa para propor alteração neste documento?	Inclua sua proposta de redação?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>É natural a motorização gradual de empreendimentos de geração, havendo distância de dias, ou até meses entre o COD da primeira máquina e da última.</p> <p>Sob a regra proposta, os empreendimentos em fase regular de implantação são penalizados pelo período de motorização mesmo comprovando-se boa diligência e aderência ao cronograma de implantação. Os empreendimentos são prejudicados financeiramente, ficando restritos no que tange à venda de energia incentivada, além do pagamento de encargos de transmissão na tarifa cheia.</p> <p>Não há incentivo à antecipação parcial da entrada em operação comercial.</p>	<p>A normativa deveria prever a aplicação do desconto a partir da publicação da outorga, conforme texto sugerido para a REN, na condição de somente se manter o desconto se atingidas as condições estabelecidas no Art. 2º da REN 1031/2022 no prazo de 48 meses da outorga. Em havendo violação de tal prazo, seria necessário à CCEE recontabilizar os meses em que o empreendimento gozou de desconto no Fio de forma a concatenar a nova realidade da outorga com os fatos.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
AES Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	Considerar as propostas trazidas nos §§ 6º, 6º-A, 6º-B e 6º-C do ART. 2º da REN 1.031/2022.	Todas as regras de comercialização devem ser ajustadas para refletir a contribuição dos §§ 6º, 6º-A, 6º-B e 6º-C do ART. 2º da REN 1.031/2022.	Não aceita	Não houve alteração da proposta de regulamentação nesse sentido.
Galp Energia Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	Necessidade de exclusão dos acrônimos que tornam as condições acumulativas para usufruir o benefício do desconto aplicado à TUST/TUSD	Exclusão dos acrônimos, p.ex, F_NAOP_48M , GFIS_DT, DESC_TUSDT_G_PRE	Não aceita	Não houve alteração da proposta de regulamentação nesse sentido.
Neoenergia	Empreendedores de geração de energia elétrica	Tendo em vista a contribuição da Neoenergia para a CP, a operacionalização do desconto no período de motorização não mudaria em relação ao que historicamente é aplicado para as outorgas emitidas anteriormente à MP 998 e à Lei 14.120, a não ser para os geradores que não cumpram com o prazo de 48 meses para entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. Neste último caso, a Neoenergia propõe o envio em até 90 dias de novas propostas de adequações nas Regras pela CCEE para a operacionalização do recálculo das matrizes de desconto dos consumidores que se beneficiaram dos descontos durante o período de motorização.	Desconsiderar.	Não aceita	Não houve alteração da proposta de regulamentação nesse sentido.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	Sobre a preocupação apresentada pela ANEEL nos parágrafos 40 (quarenta) e 41 (quarenta e um) da Nota Técnica nº 024 /2023 relativos à “fragmentação artificial” de empreendimentos objetivando o benefício do desconto de forma indevida: entendemos que já há critérios objetivos para identificação de divisões de parques no art. 18 da Resolução Normativa 876/2020. Nesse sentido, cabe à ANEEL apoiar-se neles ou adicionar outros critérios, se entender pertinente.	Aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
ABIAPÉ	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>As alterações propostas na REN 1.031/2022 estabelecem no inciso II, § 4º do artigo 2º as regras para aplicação do desconto na TUST/D em caso de ampliação da capacidade instalada. Entretanto, a minuta de resolução não expõe a regra quanto ao caso de redução da capacidade instalada, restando o entendimento apenas da Nota Técnica nº 24/2023.</p> <p>Para maior clareza e segurança quanto ao entendimento da ANEEL, a ABIAPÉ sugere incluir, na resolução, o seguinte trecho.</p> <p>“Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§ 9º As alterações de qualquer natureza que sejam solicitadas após 2/3/2022 não farão jus a obtenção do desconto na TUST e TUSD. Todavia, o benefício que porventura já esteja estabelecido na outorga não será afetado por essa alteração, ficando restrito à potência instalada definida à época do fim do desconto.” (Trecho retirado do item 54 da NT 24 da ANEEL)</p>	Não aceita	As condições se impõe apenas ao incremento de potência instalada, nos termos da Lei. Entende-se desnecessário incluir dispositivo normativo no caso de reduções.
ABiogás – Associação Brasileira do Biogás	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A Associação Brasileira do Biogás (ABiogás) vem por meio desta contribuição parabenizar a ANEEL pela edição da Consulta Pública nº 020/2023 objetivando obter subsídios para revisão da Resolução Normativa nº 1.031/2022, que versa sobre o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas.</p> <p>A Associação entende que a edição da citada Consulta Pública, que ocorre em razão do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, acaba reforçando a importância de tema correlato tratado no bojo do mesmo artigo da Lei nº 14.120/2021: a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico.</p> <p>Compreendemos que a questão dos benefícios ambientais não é escopo direto da Consulta, contudo a implementação na regulação infralegal de todas as diretrizes dispostas no art. 4º da Lei nº 14.120/2021, incluindo a questão dos benefícios ambientais, foi um indicativo que pautou o sucesso da publicação do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, como parte de uma modernização da política setorial. Por isso, respeitosamente, tomamos a liberdade de endereçar esse Ofício ao Ministério de Minas e Energia, além da própria ANEEL.</p> <p>Com o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de transporte para novos projetos de bioeletricidade e biogás, o processo de reconhecimento econômico dos benefícios ambientais no setor elétrico ganhou contornos de relevância para permitir a expansão esperada das fontes bioeletricidade e biogás na matriz elétrica brasileira. Para tanto, a Associação gostaria de contribuir, fazendo as seguintes solicitações:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.A definição concreta das medidas e etapas necessárias para a efetiva consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro. 2.Enquanto não estiver vigente um mecanismo geral para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, considerar o benefício ambiental pelo menos nos Leilões Regulados para fins de comparação e subsidiar a decisão do leiloeiro quanto à contratação de determinada fonte de geração. <p>Nos Leilões de Energia Nova e Leilões de Reserva de Capacidade, a fonte biomassa/biogás concorre com térmicas convencionais, sem diferenciação alguma quanto ao benefício ambiental. Sugere-se considerar um “Custo-Fator Emissões” na avaliação do custo/benefício. Considerando a Análise do Ciclo de Vida (ACV) de cada fonte, o custo das emissões (R\$) por usina no contrato seria obtido multiplicando a geração esperada da usina (MWh) pelo fator de emissão (tCO2eq/MWh) e pelo preço do carbono (R\$/tCO2e).</p> <p>Sendo o que nos cumpria para o momento, reiteramos nosso apoio à implementação de mecanismos que valorizem os benefícios ambientais das fontes renováveis, e nos</p>	Não se aplica	Como dito pelo próprio contribuinte o tema dos "atributos ambientais" não faz parte do escopo dessa consulta e carece de regulamentação do Poder Executivo.
ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	Na reunião pública em que esta Consulta foi aberta, foi enfatizado que serão intensificadas as ações de fiscalização para evitar a divisão de projetos em vários com potência instalada inferior a 5.000 MW, de forma a garantir o benefício de desconto no fio a que não teria direito caso fizesse um projeto único com potência instalada superior a esse limite. Assim, para ampliar a transparência de como funciona a atuação da agência reguladora nestes casos, a ABRACE sugere que a Nota Técnica de encerramento da Consulta Pública aborde brevemente como funcionam esses processos de fiscalização e a quais as penalidades estão sujeitos os geradores que eventualmente descumprirem as regras.	Não se aplica	Para fins de esclarecimento, a REN 846/2019 dispõe sobre os procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência. Ademais, as ações de fiscalização da ANEEL podem variar em objetivos, metodologia, tempo e escopo, não havendo uma resposta única e específica ao que pretende a contribuição.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
ABRADEE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A Abradee tem convicção que previsões extraordinárias demandam interpretação restritiva. Sabe-se que nenhuma lei consegue ser ampla a ponto de alcançar todas as situações a ser enfrentadas, portanto para a interpretação da lei deve-se levar em consideração o objetivo do legislador e a necessidade social presente naquele momento. O pedido então se justifica eis que a Medida Provisória nº 998/2020 (MP 998/2020), convertida na Lei 14.120/2021, dispõe, entre outros pontos, de medidas estruturais e relevantes para conter o aumento de despesas da CDE, por meio da racionalização de subsídios suportados por essa Conta.</p> <p>De acordo com a exposição de motivos da MP 998/2020, indicadas no EMI nº 00038/2020 MME ME MCTI, onde extrai-se que em relação à racionalização dos subsídios constantes na CDE, a proposição previa que os descontos passem a ser aplicados somente para novos empreendimentos que atendam condicionantes gerais, quais sejam o prazo limite para solicitação de outorga e o prazo limite para a entrada em operação, atualmente contidas no texto vigente do §1º-C.</p> <p>A justificativa se alinha com o fato de que os subsídios ora tratados tiveram crescimento expressivo ao longo da última década, quase R\$ 9,5 bilhões em 2023, em um cenário em que os preços da energia, oriunda dos empreendimentos por fonte incentivada, se tornaram competitivos, não mais os justificando. Ressalta-se que o consumidor de baixa tensão, de menor poder aquisitivo é que arca com esse custo e de forma intensa, dado o disposto nos parágrafos 3º a 3º-G, art. 13, da Lei nº 10.438/2002, alterados pela Lei nº 13.360 de 2016, que transfere um maior peso deste custo aos consumidores da Baixa Tensão, em relação aos consumidores da Alta e Média tensão.</p> <p>Dito isso, a Abradee discorda do item 21 do Parecer nº 77/2021/PFANEEL/PGF/AGU, emitido Procuradoria Federal junto à ANEEL (PFANEEL), integralmente acolhido na Nota Técnica nº 024/2023-SGM-SCE/ANEEL, o qual indica que a intenção do Legislador se volta a estimular que os projetos sejam efetivamente implementados, proporcionando a disponibilização de energia elétrica ao sistema no menor prazo.</p> <p>A Abradee entende que o texto original da Lei nº 9.427/1996 objetivava o impulso dos empreendimentos, contudo, considerando a evolução do cenário atual de geração de energia, a Lei n 14.120/2021 promoveu alterações ao texto original para limitar a concessão de benefícios, e assim conter o aumento da Conta CDE. Essa diferenciação de intenções, ocasionou interpretação desarmoniosa às condições inseridas no art. 26 da Lei 9.427/1996.</p> <p>Diante do exposto a Abradee entende o desconto é uma exceção legal e a sua fruição é que está sujeita a interpretação restritiva, não cabendo uma interpretação que restrinja o alcance das hipóteses legais que o limitam.</p>	Aceita	Concorda-se com o argumento, no entanto não há disposição normativa necessária.
ABRAGEL	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Em prol da segurança jurídica e regulatória e de um regime de transição justo e adequado, propõe-se a inserção de dispositivo que estabelece o direito ao reequilíbrio contratual dos empreendimentos tratados no Item III da presente contribuição. Tal proposta coaduna com o mecanismo de reequilíbrio contratual já previsto nos CCEAR/CER celebrados nos últimos leilões de energia, que permite o ajuste do preço de venda da energia com o objetivo de manter o equilíbrio contratual entre as partes após o surgimento de tributos ou encargos ocorridos após a data de assinatura destes contratos. Assim, a ABRAGEL propõe a inclusão do §9º ao Art. 2º da REN 1031/2022, conforme redação a seguir:</p> <p>Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>§9º Os empreendimentos hidrelétricos comprometidos com contratos regulados (CCEAR ou CER), em que a data de fim de suprimento de energia do respectivo contrato é superior à data de fim de vigência da outorga, que tiverem sua outorga prorrogada durante o prazo remanescente, e ainda, caso a data de assinatura do contrato regulado e de publicação da outorga seja anterior à 02/03/2021, terão direito ao reequilíbrio contratual neste período, mediante ajuste do preço de venda.</p> <p>A ABRAGEL informa que será protocolada Carta ABRAGEL nº 066/2023, contendo a íntegra das contribuições e as respectivas justificativas.</p>	Não se aplica	<p>O tema (reequilíbrio) e a proposta extrapola o escopo dessa regulamentação.</p> <p>O direito ao desconto pode gerar impactos, no entanto, quanto aos impactos à comercialização de energia, a análise é mais complexa e abrangente.</p> <p>Diversos aspectos tem que ser avaliados, como regime de exploração, modalidade de contratação, edital do leilão, além de aspectos específicos de cada caso concreto.</p> <p>Dessa forma, tal(is) pleito(s) devem ser avaliados especificamente, sem necessidade de alterações de caráter geral neste normativo.</p>
Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	A ABSOLAR encaminhará por e-mail ao gabinete do Diretor Geral, com cópia para o diretor relator e sua assessoria, Parecer Jurídico referente ao tema.	Não se aplica	Informação de envio de documento.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO, MÓDULO 15 - CÁLCULO DO DESCONTO APLICADO À TUSD/TUST RC-CCEE - Modulo 15 - Cálculo do desconto aplicado a TUSD-TUST</p> <p>1.Qual sua justificativa para propor alteração neste dispositivo?</p> <p>A regra proposta prejudica empreendimentos em implantação, não incentivando a antecipação parcial da operação, prática comum na motorização de empreendimentos, já que existe um intervalo de dias e até meses entre o início e a conclusão do COD. Sugerimos considerar a natureza gradual da motorização e criar estímulos para operação parcial.</p> <p>2.Inclua sua proposta de redação.</p> <p>A normativa deveria aplicar o desconto desde a primeira apuração dos encargos do empreendimento. No entanto, o desconto só seria mantido se todas as condições do Art. 2º da REN 1031/2022 fossem atendidas dentro de 48 meses após a outorga, quando cabível. Caso ocorra violação desse prazo, a CCEE deverá recontabilizar os meses de desconto no fio.</p>	Não se aplica	Tratado nas questões anteriores.
COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) vem por meio deste ofício parabenizar a ANEEL pela edição da Consulta Pública nº 020/2023 objetivando obter subsídios para revisão da Resolução Normativa nº 1.031/2022, que versa sobre o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas.</p> <p>A Associação entendem que a edição da citada Consulta Pública, que ocorre em razão do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, acaba reforçando a importância de tema correlato tratado no bojo do mesmo artigo da Lei nº 14.120/2021: a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico.</p> <p>Compreendemos que a questão dos benefícios ambientais não é escopo direto da Consulta, contudo a implementação na regulação infralegal de todas as diretrizes dispostas no art. 4º da Lei nº 14.120/2021, incluindo a questão dos benefícios ambientais, foi um indicativo que pautou o sucesso da publicação do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, como parte de uma modernização da política setorial. Por isso, respeitosamente, tomamos a liberdade de endereçar esse Ofício ao Ministério de Minas e Energia, além da própria ANEEL.</p> <p>Com o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de transporte para novos projetos de bioeletricidade e biogás, o processo de reconhecimento econômico dos benefícios ambientais no setor elétrico ganhou contornos de relevância para permitir a expansão esperada das fontes bioeletricidade e biogás na matriz elétrica brasileira. Para tanto, as Associações gostariam de contribuir, fazendo as seguintes solicitações:</p> <p>1. A definição concreta das medidas e etapas necessárias para a efetiva consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro.</p> <p>2. Enquanto não estiver vigente mecanismo geral para a consideração dos benefícios ambientais, considerar o benefício ambiental ao menos nos Leilões Regulados para fins de comparação e subsidiar a decisão do leiloeiro quanto à contratação de determinada fonte de geração.</p> <p>Nos Leilões de Energia Nova e Leilões de Reserva de Capacidade, a fonte biomassa/biogás concorre com térmicas convencionais, sem diferenciação alguma quanto ao benefício ambiental. Sugere-se considerar um “Custo-Fator Emissões” na avaliação do custo/benefício. Considerando a Análise do</p>	Não se aplica	Como dito pelo próprio contribuinte o tema dos "atributos ambientais" não faz parte do escopo dessa consulta e carece de regulamentação do Poder Executivo.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
UNICA - UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR E BIOENERGIA	Associação de agentes do Setor Elétrico Brasileiro	<p>A União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia (UNICA) vem por meio desta contribuição parabenizar a ANEEL pela edição da Consulta Pública nº 020/2023 objetivando obter subsídios para revisão da Resolução Normativa nº 1.031/2022, que versa sobre o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para fontes incentivadas.</p> <p>A Associação entende que a edição da citada Consulta Pública, que ocorre em razão do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, acaba reforçando a importância de tema correlato tratado no bojo do mesmo artigo da Lei nº 14.120/2021: a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico.</p> <p>Compreendemos que a questão dos benefícios ambientais não é escopo direto da Consulta, contudo a implementação na regulação infralegal de todas as diretrizes dispostas no art. 4º da Lei nº 14.120/2021, incluindo a questão dos benefícios ambientais, foi um indicativo que pautou o sucesso da publicação do art. 4º da Lei nº 14.120/2021, como parte de uma modernização da política setorial. Por isso, respeitosamente, tomamos a liberdade de endereçar esse Ofício ao Ministério de Minas e Energia, além da própria ANEEL.</p> <p>Com o término dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de transporte para novos projetos de bioeletricidade e biogás, o processo de reconhecimento econômico dos benefícios ambientais no setor elétrico ganhou contornos de relevância para permitir a expansão esperada das fontes bioeletricidade e biogás na matriz elétrica brasileira. Para tanto, a Associação gostaria de contribuir, fazendo as seguintes solicitações:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.A definição concreta das medidas e etapas necessárias para a efetiva consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico brasileiro. 2.Enquanto não estiver vigente um mecanismo geral para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, considerar o benefício ambiental pelo menos nos Leilões Regulados para fins de comparação e subsidiar a decisão do leiloeiro quanto à contratação de determinada fonte de geração. <p>Nos Leilões de Energia Nova e Leilões de Reserva de Capacidade, a fonte biomassa/biogás concorre com térmicas convencionais, sem diferenciação alguma quanto ao benefício ambiental. Sugere-se considerar um “Custo-Fator Emissões” na avaliação do custo/benefício. Considerando a Análise do Ciclo de Vida (ACV) de cada fonte, o custo das emissões (R\$) por usina no contrato seria obtido multiplicando a geração esperada da usina (MWh) pelo fator de emissão (tCO2eq/MWh) e pelo preço do carbono (R\$/tCO2e).</p> <p>Sendo o que nos cumpria para o momento, reiteramos nosso apoio à implementação de mecanismos que valorizem os benefícios ambientais das fontes renováveis, e nos</p>	Não se aplica	Como dito pelo próprio contribuinte o tema dos "atributos ambientais" não faz parte do escopo dessa consulta e carece de regulamentação do Poder Executivo.
Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL	Consumidores de energia	<p>Justificativa: A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/Aneel de 7/6/23 nos § 40 e § 41 cita que, se existir “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos eles serão coibidos pela fiscalização, porém o ideal é que a outorga não seja proferida nesses casos.</p> <p>Observa-se que a Aneel já outorgou centenas de empreendimentos com estas condições de “fragmentação artificial” e exemplos são citados na Tabela 1 do voto do Diretor Ricardo Lavorato Tili constante do processo 48500.002202/2023-86 discutido no item 22 da 17ª Redir da ANEEL em 23/5/23, cujo objetivo foi discutir a extinção de outorgas, a pedido do interessado.</p> <p>A exemplo, com a finalidade de coibir a prática da “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, a Lei nº 14.300/22, veda expressamente a divisão de central geradora com o objetivo de mudar o enquadramento dentro dos limites de potência (micro ou minigeração).</p> <p>Sugestão de texto:</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 2º - “§ 9º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.2º não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contíguos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 3º - “§ 5º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.3º e suas alíquotas de I a IV, não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contínuos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p>	Parcialmente aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista	Consumidores de energia	<p>Justificativa: A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 nos § 40 e § 41 cita que, se existir “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos eles serão coibidos pela fiscalização, porém o ideal é que a outorga não seja proferida nesses casos.</p> <p>Observa-se que a Aneel já outorgou centenas de empreendimentos com estas condições de “fragmentação artificial” e exemplos são citados na Tabela 1 do voto do Diretor Ricardo Lavorato Tili constante do processo 48500.002202/2023-86 discutido no item 22 da 17ª Redir da ANEEL em 23/5/23, cujo objetivo foi discutir a extinção de outorgas, a pedido do interessado.</p> <p>A exemplo, com a finalidade de coibir a prática da “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, a Lei nº 14.300/22, veda expressamente a divisão de central geradora com o objetivo de mudar o enquadramento dentro dos limites de potência (micro ou minigeração).</p> <p>Sugestão de texto:</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 2º - “§ 9º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.2º não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contíguos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 3º - “§ 5º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.3º e suas alíquotas de I a IV, não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contínuos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p>	Parcialmente aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
Conselho de Consumidores da COPEL Distribuição	Consumidores de energia	<p>Reportando-nos aos parágrafos 40 e 41 da Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL (transcritos a seguir) e considerando que os subsídios tarifários concedidos aos empreendimentos isentos de outorga são suportados pelos consumidores cativos, mediante reconhecimento de tais valores nos reajustes e revisões tarifárias, este Conselho de Consumidores reforça a necessidade do fortalecimento e ampliação de mecanismos de fiscalização que venham a coibir a prática indevida de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos.</p> <p>Reforçamos ainda que tal solicitação está alinhada ao disposto na Lei Federal nº 14.300/22, a qual veda expressamente a divisão de central geradora com o objetivo de mudar o enquadramento dentro dos limites de potência (micro ou minigeração).</p> <p>Parágrafos 40 e 41 da Nota Técnica nº 024 /2023-SGM-SCE/ANEEL:</p> <p>40.Não obstante, destaca-se que diante da adoção desse entendimento, poderá se assentar eventual prática indevida de “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, em linha dissonante do supracitado intuito do legislador. Empreendimentos de médio e grande porte, com potência instalada obrigada ao ato de outorga eventualmente podem buscar se fragmentar em inúmeros “empreendimentos de capacidade reduzida fictícios”, de forma a manter para si a possibilidade do desconto na TUST/TUSD.</p> <p>41.Nesse sentido, cabe registrar que tal “fragmentação artificial” não se coaduna com comportamento desejado dos agentes setoriais. Nesse ponto, para fins de avaliação da conformidade regulatória, frise-se que a ANEEL detém de mecanismos de fiscalização para prevenir e corrigir tal conduta inadequada, como fiscalização geoespacial, canais de denúncia, etc., além da colaboração com outros agentes do setor elétrico, como o Operador Nacional do Sistema, agentes de transmissão e outros.</p>	Aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
Conselho de Consumidores da Enel Ceará - CONERGE	Consumidores de energia	<p>Justificativa:</p> <p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 nos § 40 e § 41 cita que, se existir “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos eles serão coibidos pela fiscalização, porém o ideal é que a outorga não seja proferida nesses casos.</p> <p>Observa-se que a Aneel já outorgou centenas de empreendimentos com estas condições de “fragmentação artificial” e exemplos são citados na Tabela 1 do voto do Diretor Ricardo Lavorato Tili constante do processo 48500.002202/2023-86 discutido no item 22 da 17ª Redir da ANEEL em 23/5/23, cujo objetivo foi discutir a extinção de outorgas, a pedido do interessado.</p> <p>A exemplo, com a finalidade de coibir a prática da “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, a Lei nº 14.300/22, veda expressamente a divisão de central geradora com o objetivo de mudar o enquadramento dentro dos limites de potência (micro ou minigeração).</p> <p>Sugestão de texto:</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 2º - “§ 9º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.2º não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contíguos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 3º - “§ 5º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.3º e suas alíquotas de I a IV, não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contínuos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p>	Parcialmente aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN	Consumidores de energia	<p>Justificativa:</p> <p>A NT Nº 24/2023 SGM-SCE/ANEEL de 7/6/23 nos § 40 e § 41 cita que, se existir “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos eles serão coibidos pela fiscalização, porém o ideal é que a outorga não seja proferida nesses casos.</p> <p>Observa-se que a Aneel já outorgou centenas de empreendimentos com estas condições de “fragmentação artificial” e exemplos são citados na Tabela 1 do voto do Diretor Ricardo Lavorato Tili constante do processo 48500.002202/2023-86 discutido no item 22 da 17ª Redir da ANEEL em 23/5/23, cujo objetivo foi discutir a extinção de outorgas, a pedido do interessado.</p> <p>A exemplo, com a finalidade de coibir a prática da “fragmentação artificial” de empreendimentos para manutenção do direito aos descontos, a Lei nº 14.300/22, veda expressamente a divisão de central geradora com o objetivo de mudar o enquadramento dentro dos limites de potência (micro ou minigeração).</p> <p>Sugestão de texto:</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 2º - “§ 9º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.2º não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contíguos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p> <p>Incluir novo parágrafo no Art. 3º - “§ 5º Divisões de empreendimentos para enquadramento nos limites estabelecidos no caput do Art.3º e suas alíquotas de I a IV, não serão aceitas se pertencerem ao mesmo grupo controlador, estiverem fisicamente contínuos e/ou em uma mesma propriedade e utilizarem o mesmo ponto de injeção.”</p>	Parcialmente aceita	Aceita no sentido de adicionar dispositivo expresso sobre a proibição e de usar os critérios já vigentes, além de aprofundar a fiscalização. Eventualmente, cabe discutir sobre mais critérios.
CPFL Energia	Empreendedores de distribuição ou transmissão de energia elétrica	Não foi disponibilizado o Módulo 15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST.	Não aceita	O módulo foi disponibilizado no site da Consulta Pública e no respectivo processo no SICNET.
Companhia Paranaense de Energia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Proposta de inclusão de parágrafo adicional no Artigo 2º da REN 1031/2022 (inclusão de parágrafo)</p> <p>(...)</p> <p>§9º Os empreendimentos comprometidos com contratos regulados celebrados antes de 02 de março de 2021, em que a data de fim de suprimento do respectivo contrato é superior à data de vencimento da outorga de autorização, e que tiverem suas outorgas prorrogadas durante o prazo remanescente, terão direito ao reequilíbrio contratual, mediante ajuste do preço de venda, caso atenda o seguinte requisito:</p> <p>i. para os empreendimentos hidrelétricos: a data de publicação da outorga de autorização ou de assinatura do contrato de concessão é anterior à 02/03/2021, ou;</p> <p>ii. para os empreendimentos com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada: a data de publicação da outorga de autorização ou de assinatura do contrato de concessão é anterior à 18/11/2016.</p> <p>Justificativa:</p> <p>O encerramento do direito à redução na TUST/TUSD aos empreendimentos que tiveram suas outorgas prorrogadas era previsto somente aos empreendimentos com base na fonte eólica, solar, biomassa e cogeração qualificada, conforme o disposto na Lei nº 13.360/2016:</p> <p>“§ 1º-C. Os percentuais de redução a que se referem os §§ 1º, 1º-A e 1º-B não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas.”</p> <p>Tal restrição, então, foi regulamentada pela ANEEL por meio da Audiência Pública nº 038/2016, que culminou na publicação da Resolução Normativa nº 745/2016, mantendo, assim, a ausência de previsão quanto à retirada do desconto na TUST/TUSD às centrais hidrelétricas.</p> <p>Ademais, a Lei nº 13.360/2016 alterou a Lei 12.783/2013, no sentido de conceder o direito à prorrogação da autorização e da concessão de usinas hidrelétricas com potência</p>	Não se aplica	O tema (reequilíbrio) e a proposta extrapola o escopo dessa regulamentação. O direito ao desconto pode gerar impactos, no entanto, quanto aos impactos à comercialização de energia, a análise é mais complexa e abrangente. Diversos aspectos tem que ser avaliados, como regime de exploração, modalidade de contratação, edital do leilão, além de aspectos específicos de cada caso concreto. Dessa forma, tal(is) pleito(s) devem ser avaliados especificamente, sem necessidade de alterações de caráter geral neste normativo.
CTG Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	As contribuições da CTG para a CP 20_2023 constam da correspondência protocolada via sistema na data de hoje sob o NUP 48513.018319/2023-00	Não se aplica	Informação de envio de documento.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Enel Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Com relação ao prazo de até 48 meses para a operação de todas as unidades geradoras contado da data da outorga para manutenção do desconto, a Enel entende que o cumprimento desse prazo, assim como a implantação do empreendimento, são riscos assumidos pelos empreendedores.</p> <p>Porém, podem existir situações excepcionais, com ocorrências por motivos não imputáveis ao empreendedor, onde podem ser reconhecidos pela Aneel a ausência de responsabilidade do agente e o nexo de causalidade entre a ocorrência e o atraso na entrada em operação comercial que mereçam ser analisados pela agência.</p> <p>Nesse sentido, é importante fazer um paralelo com os pedidos de excludente de responsabilidade para alteração de cronograma, e deixar aberta a possibilidade de análise pela agência, com o objetivo de não prejudicar a rentabilidade de um projeto por toda a vigência da sua outorga por um motivo que não era de sua responsabilidade.</p>	Não aceita	Quanto a eventual excludente de responsabilidade, esclarece-se que o direito ao desconto é um benefício. Dessa forma, não se aplica o conceito de "responsabilidade" e, por consequência, também não se aplica avaliação de eventual "excludente de responsabilidade", tal como acontece para as obrigações e deveres aos quais são submetidos os agentes.
ENGIE	Empreendedores de geração de energia elétrica	Adicionalmente, é impossível não relacionar a discussão desta CP com o mecanismo objeto da REN 1065/2023. Para as decisões que serão tomadas em ambos os contextos, a segurança jurídica com respeito ao direito adquirido deve ser sempre assegurada, invariável acerca de interpretações que possam variar no tempo. Logo, é incabível que valores passados sejam recontabilizados com uma interpretação diferente do que a que era aplicada em sua época, visto que não ocorreu nenhuma mudança legislativa ou normativa para tal.	Não aceita	Quanto ao processo da anistia, regulamentado pela REN 1.065/2023, esse teve seu escopo definido, não se confundido com a atual regulamentação em avaliação, a qual decorre de alteração legal expressa na Lei 14.120/2021.
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Entendemos diante do exposto, que a discussão em tela produzirá efeitos sobre dois casos: (i) projetos cujo atraso no cronograma de outorga levou ao descasamento do início de vigência do CUST e da entrada em operação e estão entrando em operação; e (ii) projetos que estão em desenvolvimento e entrarão em operação no prazo previsto, cuja cobrança será concatenada com o início de vigência do CUST. mportante lembrar, ainda, que a ANEEL foi efetiva e expressamente provocada pela CCEE sobre o tema ainda em março de 2022, com alerta expresso: “já existem usinas enquadradas nos novos dispositivos legais iniciando a operação comercial”.</p> <p>A CCEE indicou a possibilidade de mais de uma interpretação ao texto legal e afirmou que, na falta de regulação em contrário, aplicaria o desconto desde a primeira unidade geradora. Após, decorreu o silêncio da ANEEL por mais de um ano e, neste meio tempo, usinas enquadradas nos novos dispositivos legais de fato iniciaram a operação comercial de parte das unidades geradoras e obtiveram o percentual de redução tarifária fixado nos §§1º, 1º-A e 1º-B do art. 26, conforme aplicáveis.</p> <p>Há uma interpretação vigente por parte da ANEEL e das entidades reguladas e fiscalizadas pela Agência Reguladora em relação ao §1º-C do art. 26 da Lei nº 9.427/1996: os percentuais de redução tarifária previstos nos §§1º, 1º-A e 1º-B se aplicam desde a emissão da outorga, passando a gerar efeitos a partir do pagamento do CUST/CUSD. Dessa forma, é a estabilização do direito ao desconto em relação ao restante do prazo da outorga está condicionada ao cumprimento da obrigação de entrada das demais unidades geradoras dentro do prazo quadrienal, contado da data da outorga.</p> <p>Nessa linha, conforme mencionado, é sensível a questão da “ativação” do desconto, considerando que o desconto vem sendo aplicado às tarifas desde o início da vigência do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, com a presunção de que a segunda condicionante será cumprida</p> <p>Além de todas as razões já apresentadas, e independentemente de qual venha a ser a regulação dada pela ANEEL ao §1º-C do art. 26, é preciso garantir que não haverá revisão das cobranças mensais de TUSTg já efetuadas com aplicação da redução tarifária desde a operação da primeira unidade geradora. Neste ponto, o direcionamento adequado da regulação deve ser a proteção constitucional conferida ao ato jurídico perfeito.</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Grupo Cobra Brasil	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Temos que considerar o momento atual, em que surge a Consulta Pública, cujo cenário é de tratamentos excepcionais para correção de distorções no setor, bem como de ocorrência de uma série de modificações regulatórias com a finalidade de simplificação e maior eficiência dos procedimentos do SEB.</p> <p>Outro ponto a ser considerado é a insegurança que trará ao setor a inserção da previsão da chamada “ativação” do desconto somente a partir do atingimento cumulativo das condições previstas na Lei, visto que o desconto vem sendo aplicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico de forma imediata ao cumprimento da primeira condicionante.</p> <p>Ou seja, para os casos emitidos sob a luz da Lei 14.120/2021, ao cumprimento da primeira condicionante, já possui o agente a presunção de que a segunda condicionante será cumprida – qual seja, a entrada em operação em até 48 meses – dados os compromissos financeiros e setoriais demonstrados até aquele momento. Assim, a restrição que se pretende incluir no parágrafo 6º do artigo 2º da Resolução 1.031, atua contra tal presunção que é legítima e, tem sido prática comum no setor até o momento em que se propõe a regulamentação dos incisos da Lei 14.120/2021.</p> <p>Manifestamos nossa preocupação com a segurança jurídica dos negócios efetivados até o momento sob a previsão das regras impostas pela Lei, pendentes de regulamentação. Nesse sentido, nos preocupa que venha a ser concedido um tratamento mais restritivo que o previsto pela própria Lei, pretendendo-se ainda, efeitos retroativos, por isso solicitamos a ponderação dessa D. Agência para com os efeitos decorrentes desse trabalho.</p> <p>Um passo à frente, tecendo considerações sobre as propostas presentes na Consulta Pública nº 20, a partir do ato que originou a obrigação, podemos notar que a Lei 14.120/2021 não é em seu inteiro teor autoaplicável. Existindo no texto referências a necessidade de regulamentação para que o texto viesse a ser aplicado.</p> <p>Entendemos assim, que a abertura da Consulta Pública teve o propósito de regulamentar, como proposto, o artigo 4º da Lei 14.120, sanando essa lacuna. Por conseguinte, não haveria espaço para discutir os atos realizados anteriormente à</p> <p>Isto posto, a Cobra Brasil manifesta concordância com a necessidade de regulamentação do art. 4º da Lei 14.120/2021, perseguindo a finalidade de supressão dos subsídios do nosso sistema, objetivando a modicidade tarifária e a universalização do acesso à energia elétrica</p> <p>Contudo, preocupados com a segurança jurídica, receando que uma decisão equivocada venha refletir negativamente no cenário de investimentos no Brasil, bem como nos negócios já desenvolvidos sob o prisma das atuais práticas, solicitamos:</p>	Não aceita	A lei traz expressamente a condição para aplicação do desconto como sendo a entrada em operação de todas as unidades geradoras. Seria ilegal e inconveniente a utilização de outro marco para aplicação do desconto.
MDA Consultoria e Serviços Ltda	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>O uso do fio nos novos projetos passa a ser enquadrado como “similaridade da rede básica” para que possa ter direito a “Subvenção Econômica”, através da equalização de taxas de juros, compreendendo na equalização:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Bônus de adimplência de 50%; •Redução de 50% nos custos definidos como pré-fixados para o financiamento. •Redução de 50% dos encargos da Taxa de Administração, também aplicados em casos de “del credere”; •Bônus favorecido em função do submercado. <p>O valor do uso do fio passa a ter equivalência com o sistema de transmissão do projeto, podendo esse, por decorrência de interesse público (compatibilidade Lei. 13473, art. 112, §6º, I), ser utilizado para atender demandas integradoras locais e ou regionais, como por exemplo ser indicada e sofrer adequações para uso compartilhado, se inserindo, de forma especial, nas condições de enquadramento de equipamentos e sistemas da Rede Básica.</p>	Não se aplica	Tema citado não faz parte da regulamentação em apreço.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Voltalia	Empreendedores de geração de energia elétrica	<p>Sobre o termo “operação comercial”, utilizado na minuta proposta da nova Resolução Normativa, a Voltalia sinaliza sua preocupação em relação ao descasamento que poderá ser gerado entre a data de início da contratação do MUST, prevista no CUST e a efetiva data de entrada em operação comercial da primeira UG, para o caso dos agentes que estabeleceram 48 meses, considerando a primeira sincronização.</p> <p>Ocorre que, a data de início da contratação do MUST trata-se da 1ª sincronização do empreendimento de geração ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, sua operação em teste.</p> <p>Uma vez considerado que o empreendimento deverá entrar em operação comercial com todas as suas UGs em até 48 meses, contados da publicação da outorga, isto gerará uma necessidade de antecipação da data de início de contratação do MUST de alguns CUSTs, para que os agentes consigam cumprir o requisito da operação comercial, colocado o tema em discussão nesta CP na forma como está sendo proposta por esta agência.</p> <p>Caso o Operador não permita a referida antecipação, alguns agentes se verão forçados a descumprir automaticamente o requisito para manutenção do desconto na TUST, pois a sua operação em teste estará apta a ser realizada já no limite de prazo de 48 meses.</p> <p>Ainda, conforme já comentado, para aqueles agentes que se basearam no prazo de 36 meses, previsto na REN 876/2020, para estabelecer seu cronograma, a aplicação do desconto apenas após a entrada em operação comercial de todas as UGs em até 48 meses, conforme proposta desta Consulta Pública, será ainda mais prejudicial. Isto porque, além destes agentes possuírem prazo menor que os demais para sua entrada em operação, considerando seu cronograma de outorga, estes ainda terão que pagar 100% do valor da TUST até que estejam com todas as suas UGs em operação comercial.</p> <p>Por isso, de forma a garantir a isonomia entre os agentes nos diversos cenários trazidos aqui e a segurança jurídico-regulatória para o setor, é essencial a aplicação do desconto na TUST desde a data de início da contratação do MUST.</p>	Não aceita	A operação comercial é a condição verificada e definitiva de produção de energia pela unidade geradora e na qual a energia está disponibilizada ao sistema, apta a atender aos compromissos comerciais ou para uso exclusivo.
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	Entidade do Setor Elétrico Brasileiro	<p>Prezados,</p> <p>São necessárias duas alterações no módulo “15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST” para incluir as usinas hidrelétricas entre 30 MW e 50 MW (referente ao § 1º-B, do art. 26, da Lei 9427/96), com o pedido de autorização entre 02/03/21 e 02/03/22, para as Regras de Comercialização apurarem o prazo de 48 meses contados a partir da data de autorização para todas as unidades geradoras entrarem em operação comercial, para então conceder o desconto na TUSD/TUST autorizado.</p> <p>1ª) Alteração no texto introdutório da seção “1.1.2 Metodologia Utilizada na Apuração do Desconto”</p> <p>Redação em Consulta Pública</p> <p>“(…) Para empreendimentos de geração de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que se enquadram nos prazos descritos no § 1º-C da Lei nº 9427/96, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST está condicionado à entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em 48 meses, contados a partir da data da outorga.”</p> <p>Redação Sugerida</p> <p>“(…) Para empreendimentos de geração hidráulica com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado entre 30 MW e 50 MW, de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e que se enquadram nos prazos descritos no § 1º-C da Lei nº 9427/96, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST está condicionado à entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras em 48 meses, contados a partir da data da outorga.”</p> <p>2ª) Alteração na Linha de Comando 4 da seção “2.1.1. Detalhamento dos Fatores de Proporção em Função dos Múltiplos Enquadramentos da Lei nº 9427/96”</p> <p>Redação em Consulta Pública</p> <p>“4. Conforme determinado pela Lei nº 14.120/2021, empreendimentos de geração de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, não enquadradas como empreendimentos de capacidade reduzida (potência instalada menor ou igual a 5.000 kW), que solicitarem outorga ou alteração de outorga por acréscimo de capacidade instalada, entre 2 de março de 2021 até 2 de março de 2022, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses, contados a partir da data da outorga ou da publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, possuirão a autorização do desconto na TUSD/TUST, desde que respeitados os limites de potência injetada.”</p> <p>Redação Sugerida</p> <p>“4. Conforme determinado pela Lei nº 14.120/2021, empreendimentos de geração hidráulica com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado entre 30 MW e 50 MW, de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e, não enquadradas como empreendimentos de capacidade reduzida (potência instalada menor ou igual a 5.000 kW), que solicitarem outorga ou alteração de outorga por acréscimo de capacidade instalada, entre 2 de março de 2021 até 2 de março de 2022, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses, contados a partir da data da outorga ou da publicação do ato que autoriza a alteração da outorga, possuirão a autorização do desconto na TUSD/TUST, desde que respeitados os limites de potência injetada.”</p>	Aceita	Alterações necessárias nas Regras de Comercialização da CCEE, devidas naturalmente as alterações propostas após abertura e finalização da Consulta Pública.

Nome da empresa que representa	Em qual destes grupos você se classifica	Quais são as suas contribuições?	Aproveitamento	Justificativa ANEEL
Econel Engenharia e Serviços LTDA	Outros	<p>Incluir novo parágrafo no art. 5º. Os percentuais de redução de que trata este normativo não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas, prorrogação de suas outorgas e alteração de regime de autorização para registro de Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida – CGH, desde que atendam as condições estabelecidas nos Incisos I e II, do art. 5º.</p> <p>Justificativas:</p> <p>Há a necessidade de incorporar no art. 5º da REN nº 1.031/2022: a manutenção dos percentuais de descontos aos empreendimentos que se aplicam a esse artigo, de modo a uniformizar os critérios regulatórios, em prol da segurança jurídica, quando se altera o regime de autorização para registro dos empreendimentos de capacidade reduzida. Conforme manifestação do Procurador-Chefe da ANEEL, objeto do Despacho nº 00619/2021/PFANEEL/PGF/AGU, que não aprovou o Parecer da Procuradoria Federal da ANEEL nº 334/2021. Documento SIC nº 48516.002779/2021-00.</p>	Não aceita	<p>Ao término de qualquer outorga, não caberá mais o desconto. Isso se aplica nos casos de fim do prazo da outorga, quanto ao fim antecipado devido a solicitações por parte do próprio outorgado.</p> <p>No caso de alteração de regime de PCH para CGH, ocorrerá o término da outorga vigente. Portanto, também não caberá mais o desconto a esta CGH, uma usina já existente.</p>