

RELATÓRIO

Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL

***Anexo da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL
Processo nº 48500.004924/2010-51***

***Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD
Superintendência de Gestão Tarifária – SGT
Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM
Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG
Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG
Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação
Pública – SMA***

***Brasília, 07/10/2019 – Versão Pós-Participação Pública (atualização do Relatório
de AIR nº 004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL)***

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA



VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU
DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 2 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Sumário Executivo

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482 com os objetivos de reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída e de criar um ambiente em que esse tipo de geração de pequeno porte pudesse se inserir. Na referida Resolução, criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mecanismo que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. O modelo vigente desse mecanismo (mantido na sua forma original após a revisão da REN nº 482/2012 pela REN nº 687/2015) estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador acaba sendo valorada pela totalidade da tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

Sabe-se que os Recursos Energéticos Distribuídos trazem inúmeros benefícios ao sistema elétrico e, portanto, são necessárias ações para haja o desenvolvimento desse mercado de forma sustentável. Nessa linha, a REN nº 482/2012 viabilizou investimentos em pequenos sistemas de geração distribuída pulverizados na rede. A Resolução alcançou seus objetivos, notadamente para os sistemas de geração a partir da fonte solar. A Regra da ANEEL possibilitou a consolidação de um mercado que atualmente instala cerca de 300 sistemas de geração distribuída por dia útil, equivalente a quase 3 MW diários em todo país.

No entanto, há de se garantir que a implantação da geração distribuída no Brasil continue a se desenvolver de forma sustentada e saudável, de modo a trazer ainda mais benefícios. Para que isso ocorra, identificaram-se alguns pontos de melhoria na norma vigente. De um modo geral, são feitas propostas para aperfeiçoar as condições de acesso à rede desses sistemas, ajustes nas obrigações e direitos dos envolvidos, bem como são incluídas disposições para dirimir possibilidades de desvirtuamentos da norma, de modo a assegurar seu bom uso por todos os interessados.

Outro importante ponto de melhoria identificado relaciona-se ao pagamento dos custos existentes no sistema pelos micro e minigeradores distribuídos. Atualmente, quando a compensação de energia se dá na baixa tensão, esses usuários deixam de pagar todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é posteriormente compensada pela energia injetada. Esse incentivo possibilitou a chegada e o desenvolvimento do mercado de geração de pequeno porte no Brasil, mas sua prolongação excessiva prejudicará tanto os demais consumidores como os consumidores que instalam os sistemas de geração.

A exemplo do que já foi feito em diversos países, foi prevista uma reavaliação desse aspecto, de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva sem alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade. Essa reavaliação está prevista desde 2015 e consta na própria REN nº 482/2012 (art. 15). Assim, esta Análise de Impacto Regulatório – AIR levanta alternativas para o Sistema de Compensação, com o objetivo de tratar o problema identificado.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 3 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

A presente AIR faz parte do processo em curso de revisão da REN n° 482/2012, com previsão de publicação de um novo regulamento com vigência a partir de 2020. Além de informações coletadas ao longo da vigência da norma, as análises tomaram por base as contribuições recebidas na CP n° 10/2018 e na AP n° 01/2019, que colheram contribuições da sociedade acerca das premissas, da valoração das grandezas e do próprio modelo adotado para avaliar os impactos das regras. As alternativas levantadas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valoração, conforme descrito na figura seguinte, em que a Alternativa 0 corresponde ao modelo vigente, com a valoração da energia injetada por todas as componentes:



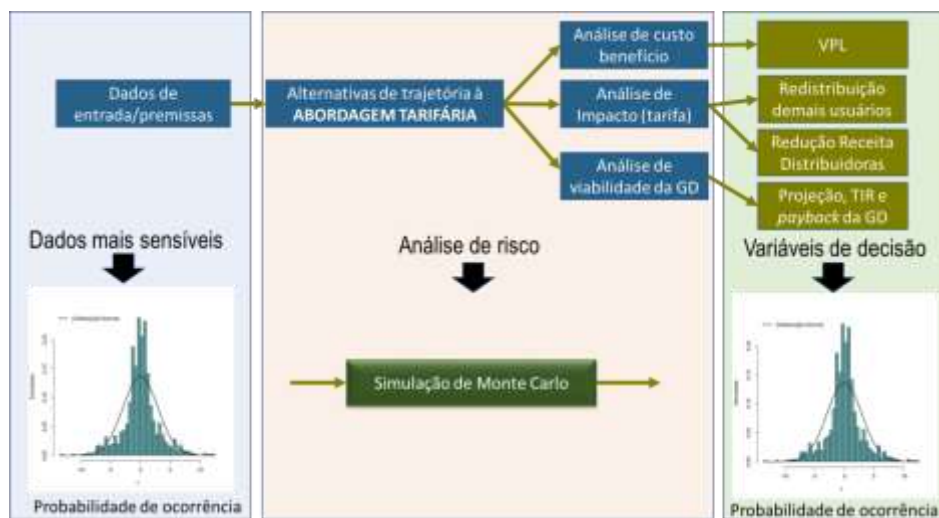
Alternativas avaliadas para aplicação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Uma análise conceitual sob a ótica tarifária foi realizada no intuito de definir a alternativa que resulta na correta cobrança dos custos de uso da rede pelos micro e minigeradores e, ao mesmo tempo, mantém o desenvolvimento da tecnologia, chegando-se à conclusão de que a Alternativa 5 atende a tais premissas. As opções de trajetória até o modelo conceitualmente estabelecido foram avaliadas por meio de duas abordagens quantitativas: i) uma análise de custo-benefício, em que os custos e os benefícios potenciais da geração distribuída são estimados sob uma perspectiva média, representando os resultados para o setor elétrico; e ii) uma análise de impacto aos demais consumidores e às distribuidoras, tomando por base a forma como são definidas as tarifas de fornecimento pela ANEEL. Ambas as análises são feitas por meio de uma simulação estocástica, considerando as incertezas dos dados de entrada. Adicionalmente, as trajetórias estudadas, que culminam na aplicação da Alternativa 5, são avaliadas sob a ótica do consumidor que deseja instalar a micro ou minigeração atestando a manutenção da atratividade do investimento na tecnologia.

As análises quantitativas, ilustradas na figura a seguir, foram aplicadas separadamente a dois modelos distintos de geração distribuída: a geração com compensação local (GD Local) e a geração com compensação remota (GD Remota).

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 4 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



Análise de custo-benefício, análise de impacto e análise da viabilidade da GD conforme opções de trajetória ao modelo conceitual do Sistema de Compensação de Energia

Os resultados mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que não instalem geração própria (custos da ordem de R\$ 23 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). Contudo, os cálculos apontam que a aplicação da Alternativa 2 quando iniciada a vigência da nova norma, e a posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de aproximadamente 5,9 GW em todo o país, resultariam em 11,7 GW instalados até 2035, com uma redistribuição de custos aos demais agentes da ordem de R\$ 1 bilhão no período de análise (sendo que cerca de 90-95% desse valor é arcado pelos demais usuários da rede e o percentual restante pela distribuidora). Por outro lado, no cenário proposto, há indícios otimistas de que o setor elétrico tenha um Valor Presente Líquido – VPL positivo, diante dos potenciais benefícios da GD.

No que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção da regra atualmente vigente para o Sistema de Compensação de Energia, associada à nova proposta de contratação do uso da rede levada para Consulta Pública que será instaurada, pode levar a custos de mais de R\$ 32 bilhões para os demais usuários (valores acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). A postergação da aplicação da Alternativa 5 não se mostrou viável nos cenários simulados, indicando a necessidade de sua aplicação já no início da vigência da revisão da norma.

Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse de forma sustentável, alcançando quase 12 GW em 2035, reduzindo de R\$ 55 bilhões para R\$ 1 bilhão os custos a serem redistribuídos aos demais usuários no período entre 2020 e 2035, com altas chances de que os benefícios potenciais da micro e minigeração sejam revertidos para sociedade (VPL positivo para o setor).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento de trabalho. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 5 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Conteúdo

1	Problema regulatório	6
2	Atores ou grupos afetados.....	10
3	Base legal	10
4	Necessidade de intervenção	11
5	Objetivos	13
6	Experiência internacional.....	14
7	Participação pública	17
8	Alternativas, Resultados e Impactos.....	18
8.1	Visão geral do procedimento	18
8.2	Descrição das alternativas para o Sistema de Compensação de Energia	21
8.3	Processo de escolha da nova regra para o Sistema de Compensação de Energia	23
8.3.1	Etapa 1 – Definição do modelo conceitual tarifário	23
8.3.2	Etapa 2 – Trajetória até o modelo conceitual.....	30
8.3.3	Potência de acionamento para mudança da regra – GD Local.....	64
8.3.4	Tempo de permanência na regra de entrada	67
8.4	Resumo da alternativa escolhida	67
8.5	Mapeamento de riscos e formas de mitigação.....	70
9	Acompanhamento e fiscalização	70
9.1	Acompanhamento da potência instalada para alteração da valoração da energia injetada	71
9.2	Acompanhamento das Reclamações e Fiscalização	72
9.3	Impacto Tarifário da Geração Distribuída.....	73
10	Alterações em regulamentos	73
11	Vigência	73

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 6 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

1 Problema regulatório

1. Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482, com os objetivos de reduzir as barreiras para a conexão de micro e minigeração distribuída e de incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro de geração de pequeno porte, principalmente a partir da fonte solar fotovoltaica, que é a fonte mais utilizada nesse tipo de mercado.

2. Na referida Resolução, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. Nos casos em que a energia injetada, ao final do ciclo de faturamento, é superior à energia consumida, o consumidor recebe um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo dos meses subsequentes.

3. O modelo implementado estabelece que a energia injetada seja utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador é valorada pela totalidade da tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores.

4. Em 2015, por meio da REN nº 687, as regras foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação dos modelos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Nas discussões que precederam a edição da REN 687/2015, foram analisadas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, mas foi mantido o modelo originalmente estabelecido para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

5. Isso foi feito no intuito de promover a implantação de Recursos Energéticos Distribuídos, que trazem inúmeros benefícios ao sistema elétrico. Nessa linha, a REN nº 482/2012 alcançou seus objetivos, principalmente para os sistemas de geração a partir da fonte solar. A REN nº 482/2012 já possibilitou a implantação de 1,4 GW¹ em todo o Brasil, com um ritmo atual de cerca de 300 sistemas de geração distribuída por dia útil, equivalente a instalação diária de quase 3 MW.

6. Nesse contexto, é importante garantir que a implantação de geração distribuída no Brasil continue a se desenvolver de forma sustentada e saudável, de modo a trazer ainda mais benefícios. Para que isso ocorra, identificaram-se alguns pontos de melhoria na norma vigente, entre eles o pagamento pelo uso da rede pelos micro e minigeradores distribuídos. Vale ressaltar que esse problema já havia sido identificado em 2015 e, naquela ocasião, optou-se por enfrenta-lo em um momento em que o mercado de geração distribuída estivesse mais maduro (2019), conforme preceitua o art. 15 da REN nº 482/2012.

¹ Valor obtido no site da ANEEL (www.aneel.gov.br)

* O Relatório de AIR é um documento

Agência.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 7 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

7. O modelo do Sistema de Compensação atual isenta o consumidor com geração própria do pagamento de todas as componentes da tarifa de fornecimento sobre a energia consumida da rede que é posteriormente compensada pela energia injetada. Tal condição faz com que vários custos relacionados ao serviço de distribuição (tais como encargos setoriais e investimentos em rede), que são parte significativa da tarifa final, não sejam remunerados pelo micro e minigerador, e acabam sendo alocados para os demais usuários do sistema.

8. Se por um lado esse incentivo possibilitou o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, com bastante sucesso, por outro lado provoca efeitos indesejados, tais como a alocação ineficiente de recursos e o repasse de custos aos demais usuários da rede. Como todo incentivo, também deve ser utilizado de forma parcimoniosa, na exata medida da necessidade, para não comprometer o pleno desenvolvimento da geração distribuída no país e as faturas de energia dos demais consumidores. Em outras palavras, o desenvolvimento da tecnologia não deve se dar às custas e em detrimento dos demais usuários do setor elétrico. Ademais, a manutenção indevida de certos benefícios pode prolongar a existência de agentes ineficientes, comprometendo os benefícios que a geração distribuída poderia trazer. Em algum momento, agentes que dependem de mecanismos com alocações ineficientes de recursos devem passar a suportar os custos que eles próprios causam.

9. Logo, para o pleno desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, é preciso que ela seja sustentável do ponto de vista econômico, e não transfira ônus aos demais usuários do setor elétrico. Desse modo, conforme consta no voto condutor do processo de revisão² em 2015, o incentivo proporcionado pela compensação integral das componentes tarifárias era algo necessário para que a tecnologia e o mercado de geração distribuída pudessem se desenvolver e amadurecer no Brasil. Entretanto, no mesmo voto e no texto da norma, também se determinou uma revisão do tema em 2019, momento previsto para que a redistribuição de custos aos demais usuários começasse a se tornar relevante.

10. Assim, em obediência ao princípio da previsibilidade regulatória e com mais de quatro anos de antecedência, a ANEEL indicou que iria rever o modelo de micro e minigeração distribuída no sentido de reestabelecer o equilíbrio entre os incentivos para o desenvolvimento da tecnologia e a correta alocação dos custos existentes.

11. Postergar a revisão e prolongar os incentivos atualmente conferidos à tecnologia comprometeria o seu desenvolvimento no país, resultando em distorções alocativas que se refletem em aumentos tarifários.

² Conforme item 33 do documento disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 8 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

12. Ou seja, uma vez alcançado o pleno desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, promovido pela REN nº 482/2012, a continuidade dos avanços depende da retirada de ineficiências inerentes aos incentivos hoje existentes, conforme movimento que ocorreu e vem ocorrendo com sucesso em diversos outros países, tais como as revisões dos modelos de *net metering* nos Estados Unidos e de *feed-in* na Europa.

13. A manutenção do Sistema de Compensação nos moldes atuais tem um elevado potencial de impacto. Conforme simulações realizadas pela ANEEL, em 15 anos (até 2035), os demais consumidores arcariam com cerca de R\$ 55 bilhões (valor acumulado entre 2020 e 2035, referente aos entrantes e à geração nesse período, trazido para a referência de 2020). A Figura 1.b³ apresenta os valores de impacto sob a ótica tarifária acumulados em cada ano com base na expectativa de crescimento da potência instalada de GD Local e Remota (a potência instalada acumulada ano a ano é mostrada na Figura 1.a, obtida com base nas projeções da ANEEL).

14. Os valores mostrados na Figura 1.b foram calculados considerando apenas a parcela da energia injetada na rede (nesses valores, não está computada a energia que é gerada e consumida no mesmo momento, ou seja, não está contabilizada a redução de mercado decorrente da parcela de autoconsumo), com base nos custos transferidos pelos usuários com geração distribuída a cada MWh compensado. Assumiu-se que a totalidade da potência instalada é de fonte solar. Entre 90% a 95% desses custos incidem sobre os demais consumidores da rede, e o percentual restante se traduz em queda de receita das distribuidoras. Ainda que a parcela de geração simultânea à carga local também provoque reflexos tarifários diante da redução de mercado da distribuidora, por questões que serão relatadas adiante, não fazem parte do escopo desta análise.

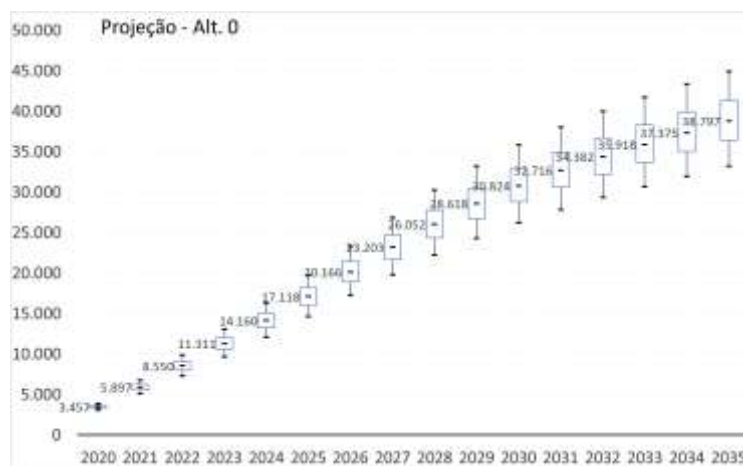
15. Além do impacto sob a ótica tarifária, é apresentado na Figura 1.c o Valor Presente Líquido – VPL para o setor elétrico, resultante da análise de custo-benefício detalhada ao longo desta AIR, em que são considerados os benefícios potenciais da geração distribuída, como redução das perdas técnicas e postergação de investimento em transmissão e geração. Observa-se que, mesmo considerando tais benefícios, a expectativa é que entre 2020 e 2035 o VPL acumulado resulte em um valor negativo da ordem de R\$ 48 bilhões caso o Sistema de Compensação permaneça na sua forma atual.

³ Resultados apresentados na forma de *boxplots*, de modo a considerar as incertezas associadas às variáveis mais relevantes, conforme metodologia explicada no item 8.3.

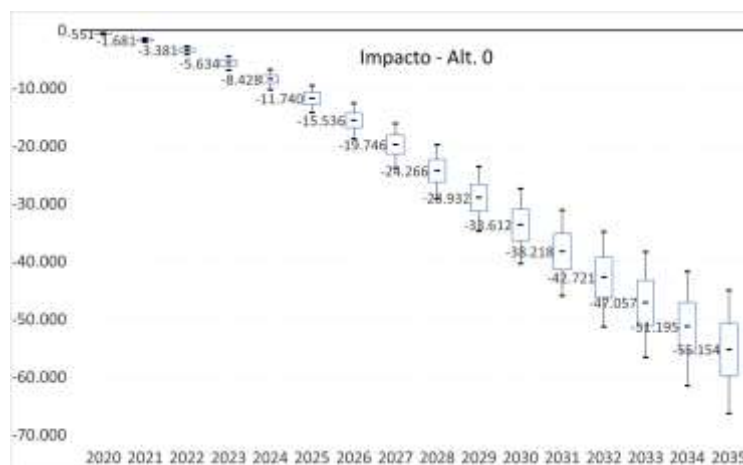
* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



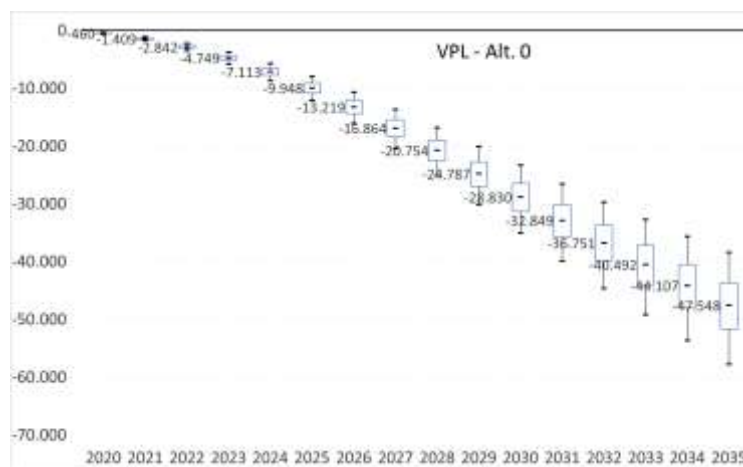
P. 9 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



a) Potência instalada acumulada ano a ano (MW)



b) Impacto sob a ótica tarifária, acumulado em cada ano (R\$ milhões)



c) Valor Presente Líquido sob a ótica do setor elétrico, acumulado em cada ano (R\$ milhões)

Figura 1 – Estimativa dos efeitos da manutenção do Sistema de Compensação vigente – no caso do VPL e do Impacto, são computados apenas os efeitos entre 2020 e 2035.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS, LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 10 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

16. Desse modo, o problema aqui tratado é reavaliar a necessidade de manter um modelo de Sistema de Compensação que cria incentivos ao desenvolvimento da geração distribuída, mas, ao mesmo tempo, tem potencial de elevar as tarifas em cerca de R\$ 55 bilhões em 15 anos. Isso deve ser feito considerando os impactos positivos e negativos que a tecnologia propicia, bem como o seu nível de maturidade.

17. Segundo cálculos apresentados na Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL⁴, de 8/10/2019, em 2018, o Sistema de Compensação gerou um custo de R\$ 329,77 para cada MWh de energia gerada por sistemas de micro e minigeração distribuída, com base nos processos tarifários de 2018, totalizando no ano passado o montante de R\$ 205 milhões⁵ a serem repassados para os demais agentes e consumidores.

2 Atores ou grupos afetados

18. As mudanças propostas nesta AIR afetam os seguintes grupos: consumidores (com ou sem micro ou minigeração distribuída), distribuidoras de energia elétrica, empresas de projeto e de instalação de micro e minigeração e fabricantes de componentes de sistemas de geração de energia elétrica.

3 Base legal

19. A análise fundamenta-se nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

Dispositivos legais:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;

Dispositivos regulatórios:

- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

⁴ Documento SIC nº 48581.002291/2019-00.

⁵ A análise da Nota Técnica nº 188/2019-SGT/ANEEL contabiliza o efeito de toda a energia gerada pela GD, tanto a parcela de autoconsumo, quanto a energia excedente que é injetada na rede. Já os cálculos da presente AIR foram realizados considerando-se apenas a energia injetada na rede.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 11 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

4 Necessidade de intervenção

20. No estudo denominado *Utility of the Future*, o *Massachusetts Institute of Technology – MIT*⁶ alerta que a aplicação de um sistema de compensação (*net metering*) associado a tarifas puramente volumétricas implicaria em um “*subsídio cruzado dos usuários com GD pelos consumidores sem GD*”⁷. Para solução desse problema, os pesquisadores propõem a adoção de um sistema de compensação em curtos intervalos de tempo (base horária ou inferior)⁸. Tendo em vista que atualmente no Brasil ainda não existem sinais tarifários horários com essa granularidade, esse tipo de abordagem somente seria viável após uma maior evolução nos mercados de energia do país⁹, bem como do mercado de medidores – que teriam que ser capazes de abarcar essas estruturas tarifárias mais complexas.

21. Para a *Edison Foundation*¹⁰, esse subsídio dado ao consumidor por meio do *net metering* possui também problemas de alocação: o benefício seria direcionado para consumidores de maior poder aquisitivo (e pago pelos de menor renda) e, além disso, nos casos de locação dos painéis, “*a maior parte do subsídio é transferida para a empresa locadora*”¹¹.

⁶ Disponível em <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>.

⁷ “*cross-subsidization of DG network users by customers without DG*” (MIT, *Utility of the Future*, p. 85, tradução livre).

⁸ “*Netting the internal generation and demand of all the devices behind the connection point to the network during a short time interval (one hour or less) is what we propose. However, the actual implementation of NEM — over long periods of time and accompanied by volumetric tariffs that include network and policy costs — introduces serious distortions in the tariff system*” (MIT, *Utility of the Future*, p. 85).

⁹ Diante das particularidades do sistema elétrico brasileiro e da sociedade brasileira, deve-se primeiro avaliar se uma tarifa com base horária seria adequada ou tarifas com postos tarifários seriam suficientes.

¹⁰ Net Energy Metering: Subsidy issues and Regulatory solutions. Institute for Electric Innovation. The Edison Institute. September 2014.

¹¹ Tradução livre de parte da frase original: “*Under NEM practices in California today, when a residential customer leases rooftop solar PV (which accounted for about 75 percent of all new residential rooftop solar PV in 2013), most of the NEM subsidy is transferred to the leasing company. This is one of the unintended consequences*”

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
 * O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA
 JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 12 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

22. Apesar disso, diversos trabalhos têm sido publicados indicando que os impactos da GD podem ser bem mais amplos e que não se deve resumir a discussão apenas a um efeito tarifário específico. Pesquisadores do *Dartmouth College* publicaram, em 2017, um artigo¹² avaliando a chamada “espiral da morte” e concluindo que *“estruturas de preços que recompensam a geração distribuída (como net metering) também reduzem a desertão da rede e o risco de uma espiral de morte”*¹³. Estudos do *Lawrence Berkeley National Laboratory*¹⁴ também argumentam a existência de retroalimentações distintas em modelos de compensação de energia que podem diminuir ou mesmo anular os efeitos de uma eventual “espiral da morte”. Na mesma linha, pesquisadores da KAPSARC e da *University of Pennsylvania*¹⁵ argumentam que as preocupações com essa “espiral” seriam “infundadas” e que as taxas de adoção de geração própria pelos consumidores permitiriam que as políticas de incentivo sejam ajustadas tempestivamente.

23. Sobre esse assunto, cabe ressaltar que o modelo tarifário atual do país também leva a um problema semelhante no caso de eficiência energética: a realização de ações de eficiência por alguns consumidores pode impactar negativamente nas tarifas dos demais. Esse efeito, se avaliado isoladamente, poderia implicar na conclusão equivocada de que ações de racionalização de consumo não deveriam ser incentivadas. No entanto, as avaliações desse tipo de ação devem levar em consideração um escopo mais amplo de impactos positivos e negativos, de maneira a se ponderar adequadamente sua pertinência.

24. Na época da publicação da REN nº 687/2015 (que revisou a REN nº 482/2012), foi discutida a forma de compensação da energia excedente, ou seja, se a energia gerada na unidade consumidora remota compensaria todas as componentes da tarifa (Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD), ou se seriam adotadas formas alternativas de compensação (sobre apenas a TE, por exemplo). Na ocasião, a decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL foi por manter o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica na forma originalmente concebida.

¹² Nicholas D.Laws, Brenden P.Epps, Steven O.Peterson, Mark, S.Laser, G Kamau Wanjiru. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy*. Volume 185, Part 1, January 2017.

¹³ Tradução livre do original em inglês: *“pricing structures that reward distributed generation (such as net metering) also reduce grid defection and the risk of a death spiral”*.

¹⁴ Naïm R.Darghouth, Ryan H.Wiser, Galen Barbose, Andrew D.Mills. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. *Applied Energy*. Volume 162, January 2016.

¹⁵ MohammedMuaafa, Iqba IAdjali, Patrick Beana, Belando Fuentes, Steven O.Kimbrough, Frederic H.Murphy. Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. states. *Energy Economics*. Volume 78, January 2020.

* O Relatório de AIR é um documento de trabalho da ANEEL, não tendo caráter vinculante. O conteúdo não representa a posição oficial da Agência.

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 13 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

25. Ciente de que a expansão do sistema de Compensação poderia gerar impactos mais relevantes e afetar os demais consumidores a partir de 2020, o voto condutor do processo¹⁶ que culminou na decisão da Diretoria Colegiada de publicação da REN nº 687/2015, baseado nas projeções para a micro e minigeração distribuída, trouxe expressamente que “o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019.” E ainda propôs “uma nova revisão da norma, **com foco no aspecto econômico**, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019” (grifo nosso). Essa data de revisão ficou estabelecida na própria REN nº 482/2012 (art. 15).

26. Em termos de potência instalada, a evolução da micro e minigeração tem se dado em patamares superiores aos previstos pela ANEEL em suas projeções mais otimistas. Verifica-se, na Figura 2, que os 500 MW de potência instalada esperados para o final de 2019 foram atingidos mais de um ano de antecedência.



Figura 2 – Evolução da potência instalada – micro e minigeração.

27. Uma vez que o marco de potência (500 MW) foi atingido de forma antecipada, e que em outubro de 2019 foi atingida a marca de 1,4 GW¹⁷ de potência instalada de geração distribuída, torna-se evidente a necessidade de avaliar quais modificações seriam necessárias na norma de modo a permitir que a GD se desenvolva de maneira sustentável, com equilíbrio entre todos os agentes setoriais.

5 Objetivos

28. Esta AIR tem por objetivos:

¹⁶ Documento disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

¹⁷ Informação disponível no site da ANEEL no ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 14 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Estudar alternativas para equilibrar os impactos causados pela disseminação de GD;
- Avaliar os impactos que o modelo atual do Sistema de Compensação causa para os demais usuários;
- Analisar a maturidade do setor de GD no Brasil; e
- Analisar formas de mitigar eventuais efeitos tarifários para os demais consumidores, considerando os efeitos positivos e negativos que a disseminação de GD causam ao setor elétrico.

6 Experiência internacional

29. A seguir encontra-se um resumo da experiência com GD em alguns estados norte-americanos. Nota-se uma tendência de substituição dos sistemas *net metering* que valorem a energia a preço de varejo por sistemas que considerem apenas algumas componentes da tarifa para a valoração.

Tabela 1 - Experiência em alguns estados norte-americanos¹⁸

Estado	Califórnia	Havaí	Nevada	Nova York
Limite dos sistemas atendidos	5 MW	100 kW	1 MW (não pode ser maior que a demanda do usuário)	25 kW residencial 100 kW para fazendas 2 MW não-residencial
Valoração da energia antes da mudança	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo	Tarifa de varejo
Condição para a mudança	Mudança por distribuidora ao se atingir um patamar de potência instalada: PG&E 2.409 MW SCE 2.240 MW SDG&E 607 MW	Outubro/2015; 15% do limite de capacidade instalada para cada circuito de distribuição.	235 MW	-
Data da mudança	SDG&E e PG&E mudaram em 2016 SCE mudou em julho de 2017	12 de outubro de 2015	2015 e 2017	9 de março de 2017 (com período de transição)
Nova compensação	Energia valorada no preço do mercado varejista, mas os usuários devem pagar uma taxa única de interconexão e todas as tarifas não passíveis pela energia	Modelos mais parecidos com Feed-in Tariffs, denominados "Customer Grid Supply Plus", "Smart Export", "Customer Self-Supply" e "Customer Grid-	Em 2015 os créditos deixaram de ser calculados pela tarifa volumétrica, passando a serem calculados com base no custo de compra de energia pela distribuidora	Modelo estilo Feed-in Tariff, com definição de um preço pela energia injetada "Value of Distributed Energy Resource (VDER)". Para microgeração

¹⁸ http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf

<http://programs.dsireusa.org/system/program>

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA e VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



P. 15 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

	consumida da rede (~US\$0.02-0.03/kWh).	Supply ¹⁹ , com valores em geral inferiores à tarifa de varejo.	A mudança de 2017 reestabeleceu o modelo de <i>net metering</i> , criando novas regras, nas quais os primeiros 80 MW de sistemas que entrassem no <i>net metering</i> teriam a energia creditada a 95% da taxa de varejo e a cada 80MW adicionais, essa taxa diminuiria em 7% até o piso de 75% da tarifa de varejo.	residencial o valor utilizado é o custo evitado da geração.
--	---	--	--	---

30. Grande parte dos estados norte-americanos estudam novas tarifas para suceder o “*net metering*” puro. Também se observou no primeiro trimestre de 2019 um interesse crescente pela avaliação do valor associado à geração distribuída, com 17 estados trabalhando para quantificar o valor da energia advinda desses empreendimentos²⁰.

31. Em relação à experiência internacional com a geração remota, não se encontraram casos em que ela seja tão expressiva quanto no Brasil. Na Figura 3, apresenta-se a proporção da geração remota em relação à GD total no Brasil e nos estados americanos que apresentam maior quantidade proporcional de *net metering* virtual (Massachusetts, Connecticut, Nova York e Pensilvânia)²¹. Observaram-se, nesses estados, restrições à compensação remota são muito mais rigorosas do que aquelas observadas na regulamentação brasileira.

¹⁹ <https://www.hawaiianelectric.com/products-and-services/customer-renewable-programs> e <http://energy.hawaii.gov/>

²⁰ 50 States of Solar – Q1 2019 Quarterly Report.

²¹ Cabe destacar que o estado de Oklahoma tem uma proporção de remota muito maior que os demais estados. Contudo, a potência instalada de GD é muito pequena (tanto local quanto remota). Por isso, os dados de GD relativos a esse Estado não foram incluídos na Figura.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 16 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

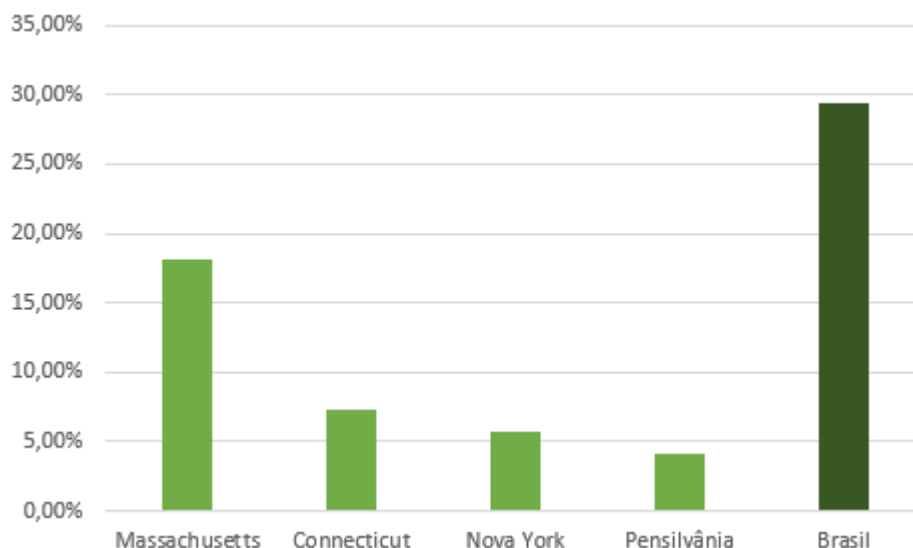


Figura 3 – Participação da GD remota (*virtual net metering*) em relação à potência total instalada de GD. Fonte: ANEEL e EIA²².

32. No Estado de Massachusetts, a regra de compensação se aplica até o limite de 2MW para grupos de no mínimo 10 consumidores numa mesma vizinhança e servidos pela mesma distribuidora. Pode-se incluir consumidores residenciais, desde que alguns requisitos básicos sejam atendidos.

33. Em Connecticut, o limite dos sistemas é de 3MW e a compensação remota se aplica somente para consumidores que sejam ligados ao governo estadual ou municipal e a consumidores rurais.

34. Já em Nova York, há duas diferentes regras para a geração distribuída remota. A primeira é válida para consumidores rurais e não residenciais, sendo o consumidor responsável pelos custos de conexão. Para a segunda, são elegíveis agrupamentos de pelo menos 10 residências, com no máximo uma unidade consumidora com demanda maior que 25kW, sendo que tal unidade pode representar no máximo 40% da demanda do agrupamento. Para ambas as regras os sistemas não devem superar 2MW.

35. Por fim, observa-se que, na Pensilvânia, a compensação remota é restrita a unidades consumidoras num raio de duas milhas (aproximadamente 3,6 km) do local onde se encontra a GD, na mesma distribuidora. Os sistemas são de no máximo 3MW e o consumidor deve pagar os custos dos equipamentos necessários.

²² http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Mor

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 17 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

7 Participação pública

36. Dada a abrangência da REN nº 482/2012 e o reflexo de qualquer alteração nos agentes envolvidos (distribuidoras, empresas integradoras, consumidores, fabricantes de equipamentos, pesquisadores, etc.), o processo de revisão da norma previu quatro momentos distintos de amplo debate e participação de todos os interessados: uma Consulta Pública, um Seminário, uma Audiência Pública para discutir o Relatório de AIR e, já considerando a nova nomenclatura dos processos de participação pública²³, a realização de uma Consulta Pública para discutir o texto da norma. A Tabela 2 resume as atividades e indica o cronograma de realização.

Tabela 2 – Resumo das atividades desenvolvidas no âmbito da revisão da REN nº 482/2012

Atividade	Previsão
Consulta Pública nº 10/2018 (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída (etapa concluída)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR (etapa concluída)	1º semestre de 2019
Consulta Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	2º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	1º semestre de 2020

37. A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico.

38. Já a Audiência Pública – AP nº 01/2019 recebeu 364 contribuições de 272 interessados, encaminhadas por meio de endereço eletrônico. A AP nº 01/2019 contou com três sessões presenciais em Brasília, São Paulo e Fortaleza, além da realização de um Webinar.

39. Dentre os participantes, tanto da CP nº 010/2018 quanto da AP nº 01/2019, constata-se uma efetiva atuação das associações do setor, além de empresas de integração de GD, universidades, grupos de pesquisa, conselhos de consumidores e consumidores individualmente, fabricantes de equipamentos e distribuidoras de energia elétrica.

40. Mais informações sobre as contribuições da CP nº 10/2018 podem ser obtidas na [Nota Técnica nº 108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL](#). O detalhamento das contribuições da AP nº 01/2019 constam na Nota Técnica nº 78/2019-SRD/SCG/SMA/SRM/SGT/SCG/ANEEL.

²³ Seguindo a Lei nº 13.848/2019 – Leis das At

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 18 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

8 Alternativas, Resultados e Impactos

8.1 Visão geral do procedimento

41. O processo de revisão da REN n° 482/2012 e a implementação de um novo modelo para o sistema de compensação de energia podem ser estruturados na forma de um modelo lógico²⁴, que apresenta as relações de causa e efeito de todas as etapas do processo, conforme ilustrado na Figura 4. O modelo lógico apresenta o passo a passo de um processo de intervenção (uma política pública, ou como no presente caso, a alteração de um regulamento), demonstrando como os **recursos** (humanos, financeiros) e as **atividades** desenvolvidas, utilizando-se desses recursos, geram **produtos** (novas regras), **resultados**, e os respectivos **impactos**.

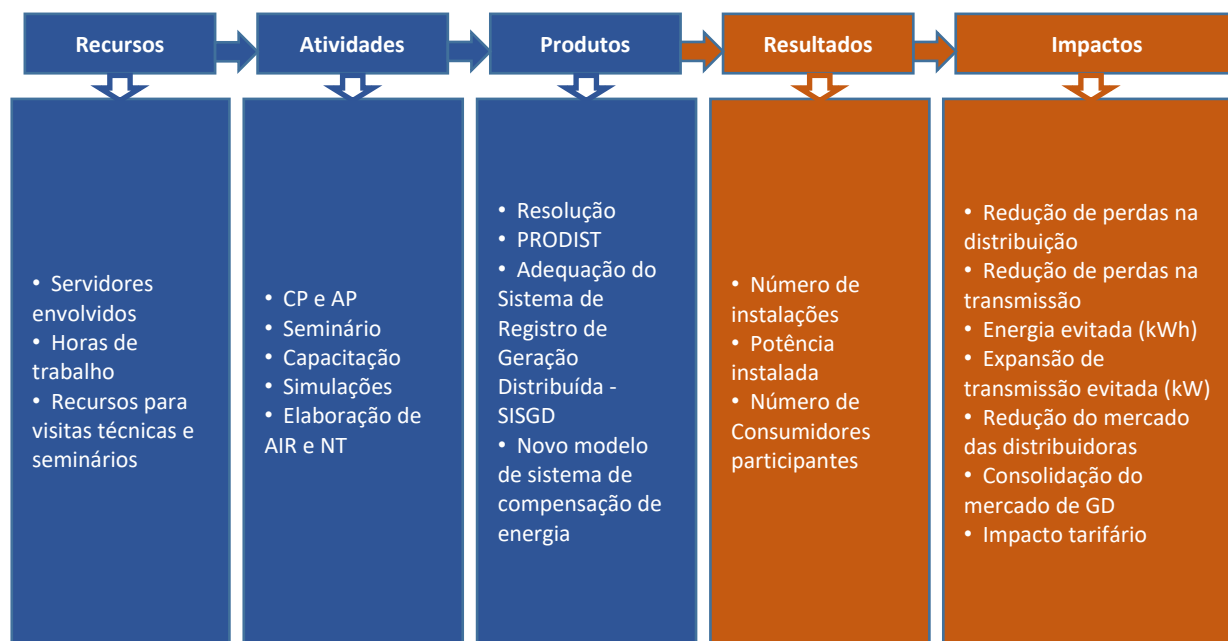


Figura 4 – Diagrama lógico da revisão da REN n° 482/2010.

42. Nesta AIR, são avaliados os impactos a depender do número e da potência instalada de micro e minigeração ao longo do tempo, que por sua vez dependerão da proposta de mudança do Sistema de Compensação. Resta claro, portanto, que há uma relação lógico-causal entre cada uma das etapas do processo de revisão da REN n° 482/2012, que tem como resultados finais os impactos (positivos e negativos) causados às distribuidoras de energia, ao mercado de micro e minigeração distribuída e a todos os consumidores de energia elétrica.

²⁴ Baseado no documento Avaliação de Políticas Públicas: Guia Prático de Análise Ex Ante, Volume 1, 2018.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
 * O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU



P. 19 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

43. A AIR levada à AP n° 01/2019 tratou de quais componentes da tarifa de distribuição deveriam ser pagas por uma unidade consumidora com GD, ou seja, quais componentes não participariam do Sistema de Compensação. Na tentativa de equilibrar a remuneração da rede com a sustentabilidade do negócio criado pela REN n° 482/2012, as componentes a serem pagas seriam obtidas por meio de uma análise de custos e benefícios, em que o Valor Presente Líquido visava equilibrar a cobrança da rede com os benefícios trazidos pela tecnologia. Dessa forma, tanto a alternativa para o Sistema de Compensação quanto a trajetória até essa alternativa eram definidas com base em uma análise quantitativa (determinística) de uma única variável: o Valor Presente Líquido dos custos e benefícios da GD.

44. O que se observou com as contribuições recebidas no âmbito da AP n° 01/2019 é que há uma grande incerteza em relação às premissas e aos dados de entrada dessa análise quantitativa. A depender dos valores de entrada considerados, poder-se-ia chegar a diferentes alternativas, tendo em vista que a saída da simulação é sensível aos valores de entrada considerados. Isso evidencia uma fragilidade do modelo submetido à AP, em que o resultado final depende de previsões futuras de variáveis incertas (tais como o valor da energia e o custo de capital nos próximos 15 anos, por exemplo). Em outras palavras, qualquer estimativa equivocada em relação a algumas das variáveis de entrada (algo provável de ocorrer, dada a incerteza a elas associada) levaria a um resultado final impreciso, que não poderia ser utilizado como único parâmetro para a tomada da decisão.

45. Para reduzir essas incertezas, a AIR passa a adotar, para algumas variáveis de entrada, uma faixa de valores, e não um valor específico. Assim, ao invés de utilizar um único valor para cada um desses parâmetros nos próximos 15 anos (análise determinística), trabalha-se com intervalos de valores prováveis para cada parâmetro (análise estocástica). Nessa linha, há probabilidades de ocorrência de valores para cada uma das variáveis de entrada, e inúmeros cenários são simulados resultando em intervalos de valores para as saídas do modelo (cada valor com sua probabilidade de ocorrência). Uma análise similar foi apresentada pela Alsol em sua contribuição à AP n° 01/2019. A Energisa também realizou uma análise em que são simulados inúmeros cenários, a partir de diferentes combinações dos dados de entrada, apresentando o histograma dos valores de saída.

46. Nesta AIR foi utilizada a metodologia de Monte Carlo, por meio da qual obtém-se uma faixa de valores prováveis que os resultados podem assumir, permitindo uma análise de risco sobre as possibilidades de as saídas assumirem valores indesejados. Essa metodologia previne que a tomada de decisão seja realizada com base em contribuições com viés de seleção, ou seja, com o propósito de atingir determinada alternativa. É natural que os agentes interessados no regulamento proponham valores que lhes pareçam mais favoráveis, nesse sentido a análise estocástica mitiga tais riscos e traz mais robustez e imparcialidade dos resultados para a tomada de decisão.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 20 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

47. Além disso, algumas contribuições (como as da EPE, do Ministério de Economia, entre outras) alertaram para a necessidade de a Agência levar em consideração a forma como os custos de prestação do serviço de distribuição são divididos entre os usuários da rede. As críticas ressaltam que a primeira versão da AIR partiu do pressuposto que os agentes com micro e minigeração distribuída são destacáveis em relação aos demais, e como tal, fariam jus a isenções de determinadas componentes da tarifa.

48. As contribuições alertam que seria incorreto pressupor que toda e qualquer geração distribuída instalada na rede trará benefícios (vide o caso do norte de Minas Gerais²⁵). Além disso, mesmo que isso fosse verdade, há outros agentes que, reconhecidamente, causam menos impactos ao sistema (usuários que não fazem uso da rede em momentos de uso máximo do sistema) e que não têm tratamento diferenciado em relação aos demais. Conferir tratamento diferenciado à GD sob essa alegação significaria quebra de isonomia, haja vista que podem existir outros agentes na mesma situação que não receberiam o mesmo tratamento. Ademais, para usuários com custos significativamente distintos ofertam-se opções tarifárias (modalidades tarifárias). A oferta de diferentes modalidades tarifárias deve ter como objetivo criar situações em que os consumidores que optem por essa modalidade possam perceber um benefício e os demais consumidores do sistema também percebam benefícios. Muitas vezes, os benefícios desses dois grupos podem ocorrer em horizontes de tempo distintos.

49. Diante das constatações anteriores, conclui-se que uma análise quantitativa de custos e benefícios (potenciais) como única condutora de uma decisão apresenta fragilidades – ainda que seja utilizada a análise estocástica – sendo apropriado acrescentar ao processo de decisão uma abordagem sob o ponto de vista tarifário, que considere como os efeitos da GD são percebidos pelas tarifas de distribuição e como eles impactam todos os usuários e as distribuidoras.

50. Nesse sentido, a discussão conceitual, sob o ponto de vista tarifário, foi incluída nas análises para a escolha do novo modelo do Sistema de Compensação de Energia. O processo decisório passou a ser composto por duas etapas, conforme ilustrado na Figura 5.

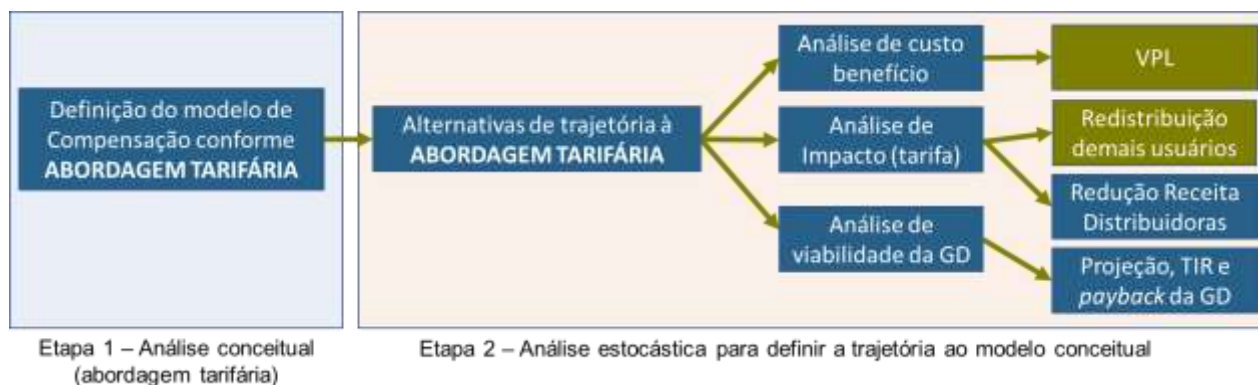


Figura 5 – Etapas da análise para definição do novo modelo do Sistema de Compensação de Energia

²⁵ Os vários acessos de minigeração no norte

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

Agência.

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



P. 21 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

51. Na primeira etapa, uma avaliação conceitual é conduzida para definir quais componentes da tarifa de fornecimento devem fazer parte do Sistema de Compensação considerando a regulamentação tarifária vigente e suas premissas, ou seja, quais componentes devem incidir apenas sobre o consumo líquido de energia da rede e quais componentes devem incidir sobre todo o consumo da rede. A premissa para essa avaliação conceitual é igualar o tratamento dado à GD ao que os demais usuários da rede estão sujeitos. Em outras palavras, por meio de uma análise de conceitos tarifários e de alocação de custos do setor elétrico, a primeira etapa visa estabelecer qual dos cenários é o que minimiza transferência de recursos entre o consumidor com GD e os demais usuários.

52. A segunda etapa foca em estabelecer a trajetória até a aplicação do cenário indicado pela avaliação conceitual tarifária. Nessa segunda etapa, são realizadas análises de custo-benefício e de impacto aos demais usuários, bem como da atratividade do negócio de instalação da GD para verificar a maturidade da tecnologia no Brasil. As análises são feitas por meio de uma simulação estocástica, em que as incertezas dos parâmetros de entrada são consideradas. A simulação estocástica fornece as probabilidades de ocorrência das grandezas de saída, trazendo subsídios para a escolha da trajetória até o modelo conceitual tarifário.

53. Na análise de custo-benefício, são calculadas probabilidades de ocorrência do Valor Presente Líquido (VPL) considerando-se os custos advindos da redução do mercado das distribuidoras (o que implica redistribuição de custos aos demais usuários), causados pela implantação da geração distribuída, bem como os potenciais benefícios (redução do fornecimento de energia do sistema centralizado, redução das perdas no transporte e mitigação de investimentos em rede de transmissão e geração), sob uma perspectiva média, proporcionados por esses sistemas. Nessa análise, parte-se da premissa de que a disseminação de micro e de minigeração distribuída ocorrerá de maneira a garantir que os benefícios serão percebidos. Ou seja, assume-se que os benefícios potenciais da GD se traduzirão de fato em vantagens para o setor elétrico.

54. Já a análise de impacto toma por base a forma como se dá a definição das tarifas de fornecimento de consumidores da baixa tensão. Nela, são estimados os custos transferidos aos demais usuários, devidos à inserção da geração distribuída e ao modelo do Sistema de Compensação de Energia.

55. Quanto à atratividade do negócio de GD (viabilidade para quem instala GD), avalia-se a Taxa Interna de Retorno – TIR e o *payback* do investimento em implantação de geração distribuída, como meio de verificar os reflexos de cada cenário de transição.

8.2 Descrição das alternativas para o Sistema de Compensação de Energia

56. Com base nas características da composição das tarifas, foram propostas as seguintes alternativas regulatórias para o **modelo do Sistema de Compensação de Energia**:

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da ANEEL. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 22 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide Fio B²⁶: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 2 – Incide Fio A²⁷ e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

57. A Figura 6 exibe, de forma gráfica, as componentes que permaneceriam incidindo apenas sobre o consumo líquido, de acordo com as diferentes alternativas propostas.



Figura 6 – Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa²⁸.

²⁶ Componente da TUSD que remunera o uso da rede de distribuição.

²⁷ Componente da TUSD que remunera o uso da rede de transmissão.

²⁸ As componentes TE – Perdas e TE – Transporte.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 23 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

58. Além da escolha do novo modelo em si, o momento de sua entrada em vigor tem relevante importância no cálculo do VPL para o setor elétrico e dos impactos observados no período de análise, motivo pelo qual se define primeiramente a alternativa a ser implementada e, em um segundo momento, a trajetória até a sua aplicação definitiva.

8.3 Processo de escolha da nova regra para o Sistema de Compensação de Energia

8.3.1 Etapa 1 – Definição do modelo conceitual tarifário

59. Na AP nº 001/2019, avaliou-se quais as componentes tarifárias deveriam ser compensadas (e, consequentemente, quais deveriam ser pagas) pelo consumidor com micro ou minigeração. A conta foi feita buscando equilibrar os custos e os benefícios causados pela disseminação da tecnologia, de modo a aproximar ao máximo o VPL do valor nulo, desde que não negativo.

60. Todavia, a partir das contribuições recebidas, notou-se que algumas premissas da metodologia precisariam ser revistas. A primeira delas era que todos os benefícios potenciais da GD efetivamente se transformariam em ganhos para o sistema. E a outra era que os benefícios potenciais propiciados pela GD deveriam se reverter em isenção de componentes tarifárias em prol dos consumidores com geração própria.

61. Embora seja intuitivo pensar que a geração próxima da carga provoque alívio no carregamento das redes, permitindo a entrada de novos usuários sem a necessidade de investir na expansão da capacidade do sistema, isso nem sempre ocorre na prática. A redução do carregamento e a consequente postergação de investimentos na rede ocorrem quando a energia é injetada de forma firme, em locais específicos e em momentos de carga máxima.

62. O que se verifica é que a característica intermitente desse tipo de geração não tem permitido a alteração do planejamento da distribuidora no que concerne ao dimensionamento da sua rede. As alterações de planejamento nesse caso têm mais o intuito de comportar fluxos bidirecionais de energia. Mas a rede deve estar dimensionada e disponível para atender a demanda máxima agregada dos consumidores quando há indisponibilidade da geração, seja por questões meteorológicas ou técnicas.

63. Da mesma forma, o sistema deve estar preparado para receber a energia injetada na rede por tais geradores em condições de baixo consumo da unidade consumidora. Logo, o benefício de alívio de rede de distribuição pode, em certas situações, transformar-se na necessidade de investimentos para atender a um fluxo bidirecional da energia.

64. Diante dessa constatação, reforçada por argumentos apresentados nas contribuições à AP nº 01/2019, não se pode afirmar que há postergação de investimento na rede de distribuição com a entrada da GD (o efeito contrário pode inclusive ocorrer, a exemplo dos acessos de minigeração no norte do Estado de Minas Gerais que motivaram investimentos antecipados na rede).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 24 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

65. Já quanto às perdas técnicas, tanto na distribuição quanto na transmissão, estudos²⁹ apontam uma tendência de redução das perdas para baixos níveis de penetração. Em situações de inversão do fluxo de energia (cenários com maior penetração), pode-se observar o efeito contrário. De toda forma, a contribuição para redução das perdas é um atributo locacional da GD, que pode ser maior ou menor (e até mesmo inexistente) a depender do ponto em que se conecta à rede e do momento em que ocorre a geração.

66. No arcabouço normativo vigente a instalação de geradores distribuídos na rede depende da decisão isolada de cada consumidor, visando a maximização dos seus benefícios individuais. O resultado é a implantação de geração de forma não ordenada, podendo ou não gerar ganhos para o sistema de distribuição.

67. Ademais, mesmo para a geração instalada no local adequado e que injeta no momento ideal para a rede, não se poderia afirmar que o fato de ela gerar benefícios para a rede é suficiente para isentar o micro ou minigerador de algumas componentes da tarifa, sobre a energia que ele de fato consome da rede. Antes, seria preciso verificar se o montante monetário associado a esses benefícios justificaria a redistribuição dos custos desse consumidor para os demais usuários.

68. A isenção indiscriminada leva a ineficiências econômicas, em que consumidores com GD são recompensados de forma desproporcional aos benefícios que causam. Deve-se lembrar que um consumidor com GD ainda é um consumidor e deve assim ser responsabilizado pelo custo de uso do sistema na sua parcela de carga, uma vez que ele não deixou de ser um consumidor. Portanto, além de existirem sistemas de geração que não causam benefício para a rede (ou que causam custos), questiona-se qual o montante financeiro associado àqueles que de fato causam benefício.

69. O setor elétrico se caracteriza por economias de escala, ou seja, o custo médio diminui com o aumento da quantidade do produto/serviço³⁰. Ademais, os usuários da rede fazem uso compartilhado do sistema³¹. Para os consumidores é mais vantajoso fazer esse uso compartilhado do que investir em soluções individuais (ou consumir quantidades insuficientes do produto).

²⁹ A exemplo da referência: A. Alam, M. Zaid, A. Gupta, P. Bindal, A. Siddiqui, "Power Loss Reduction in a Radial Distribution Network Using Distributed Generation", 2018 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON).

³⁰ Tal premissa é válida para a parte descendente da curva de custo médio, região em que se espera que os sistemas de transmissão e distribuição operem.

³¹ Deve-se acrescentar que além de fazer uso compartilhado do sistema, um uso descontrolável, acima da capacidade do sistema, leva a situação de não atendimento.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 25 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

70. Caso a solução adotada fosse de tarifas individuais, proporcionais ao custo individual, existiriam condições em que para determinados consumidores seria viável não fazer uso do sistema (na totalidade ou parcialmente). Tal solução pode parecer “justa”, mas não é eficiente, uma vez que também seria prejudicial aos demais consumidores, pois com uma quantidade menor de produto/serviço sendo atendida pela distribuidora, o custo médio de atendimento seria maior. Em setores com custo fixo muito elevado, quanto maior a quantidade de consumidores colaborando para o pagamento dos custos fixos, menor a tarifa média. Dessa forma, faz sentido que os consumidores no mínimo paguem os respectivos custos variáveis que imputam ao sistema (ou o custo marginal para seu atendimento), numa visão de que sua entrada não impute em aumento dos custos fixos. Uma situação melhor é que eles paguem os custos variáveis mais uma parcela dos custos fixos. Nessa situação, a entrada de novos consumidores é benéfica para o novo entrante (ele se beneficia pelo uso de um produto/serviço) e para os demais, pela entrada de mais um usuário que irá colaborar com o pagamento dos custos fixos.

71. Situação não eficiente é quando consumidores não pagam nem mesmo seus custos variáveis, imputando custos aos demais consumidores. Situações como essa podem ocorrer devido a políticas públicas³², discriminação de preços ineficientes ou por regras de faturamento que não mensurem adequadamente as variáveis e características envolvidas.

72. Assim, o desafio do modelo tarifário³³ é criar mecanismos que aumentem a produção (menor custo médio de atendimento), contudo evitando que novos consumidores, que possuam custo de acesso maior que o custo médio, onerem os demais (regras de participação financeira), bem como incentivando o uso eficiente do sistema (maximização do uso do sistema instalado).

73. A teoria econômica afirma que, para atender a restrição de máxima eficiência, a tarifa deve ser igual ao custo marginal. Contudo, em setores de infraestrutura, em que há elevados custos fixos, o custo marginal é inferior ao custo médio, gerando receitas insuficientes para a empresa, logo, assume-se que a tarifa variável deve ser igual ao custo marginal. Assim, faz-se necessário um ajuste para que a receita da empresa seja alcançada. Aqui não se objetiva uma discussão sobre a definição da tarifa, apenas se introduz o conceito de que, quando um usuário paga uma tarifa menor que o seu custo variável, gera uma transferência de custos, fazendo que os demais consumidores arquem com um custo variável que não lhes cabe. Se a tarifa for no mínimo igual ao custo variável desse consumidor, não se pode falar em transferência de custo (o consumidor está arcando com o custo variável que ele imputa ao sistema), mas sim em alocação (in)eficiente de custos (discriminação de preços), se ele deve ou não colaborar com o pagamento dos custos fixos.

³² Normalmente as políticas públicas podem ser: concessão de incentivos – em que o esperado nessas situações é que os benefícios (internos ou externos ao setor) são superiores a esse repasse de custo; e as tarifas sociais cujo objetivo é garantir a universalização dos serviços.

³³ Na visão ampla do modelo tarifário (receita, tarifa, demais regras), em que a estrutura tarifária é uma ferramenta regulatória para enfrentar esses desafios.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 26 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

74. É natural que os consumidores, individualmente, queiram pagar apenas seus custos variáveis, não colaborando com os custos fixos. Contudo, em uma situação extrema, em que nenhum consumidor paga pelos custos fixos leva, primeiramente, a uma piora da qualidade e, no longo prazo, é insustentável economicamente.

75. No caso da GD, a discussão de transferência de custo é apropriada, pois a unidade consumidora com GD, na parcela de carga, compensa integralmente a energia consumida com a energia injetada, arcando exclusivamente com o custo de disponibilidade baseado em uma franquia de consumo mínimo. No entanto, está utilizando o sistema de distribuição para compensar um montante de energia superior ao consumo mínimo (custo de disponibilidade). Para não haver essa transferência de custo, o custo de atendimento desse consumidor deveria ser igual à zero (nessa parcela de energia compensada).

76. Não é correto afirmar que os consumidores com GD, ao utilizarem a energia injetada para abater o consumo efetuado em momento distinto, têm custo variável igual a zero. Esse consumidor utiliza o sistema como todos os demais consumidores sem geração distribuída.

77. A outra abordagem da questão é a afirmação de que os benefícios causados pela GD são da mesma ordem do custo de atendimento do consumo dessas mesmas unidades consumidoras com GD. Haveria uma situação de escambo: os consumidores com GD causam um impacto ao sistema, que será trocado pela prestação de um benefício para os demais usuários do sistema. Tal benefício é a ociosidade da rede, que se refletiria em redução de investimentos devido à diminuição de consumo (simultaneidade) dos consumidores com GD, e à injeção de energia excedente no sistema, fazendo com que o consumo agregado do subsistema seja menor. Essa forma de troca comercial se baseia na premissa de que os benefícios da geração distribuída devem ser integralmente destinados a quem os gerou. Para que isso ocorra, todo o benefício sendo incorporado por quem o gerou, deve-se garantir que: *i)* os benefícios não sejam potenciais, ou seja, sejam firmes, mensuráveis e incontestáveis e, *ii)* todos os usuários que gerem esses benefícios também devem ter o mesmo tratamento, ou seja, também devem ser compensados pelo benefício que geram (isonomia). Em relação ao uso do sistema de distribuição e transmissão dos consumidores, nenhuma dessas condições são atendidas.

78. Diante do exposto, é necessário que seja feita uma análise conceitual da composição da tarifa e a avaliação de quais componentes tarifárias devem ou não ser compensadas no uso da energia injetada. Assim, faz-se necessário conhecer as componentes tarifárias que formam a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia – TE, ilustradas na figura a seguir.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 27 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

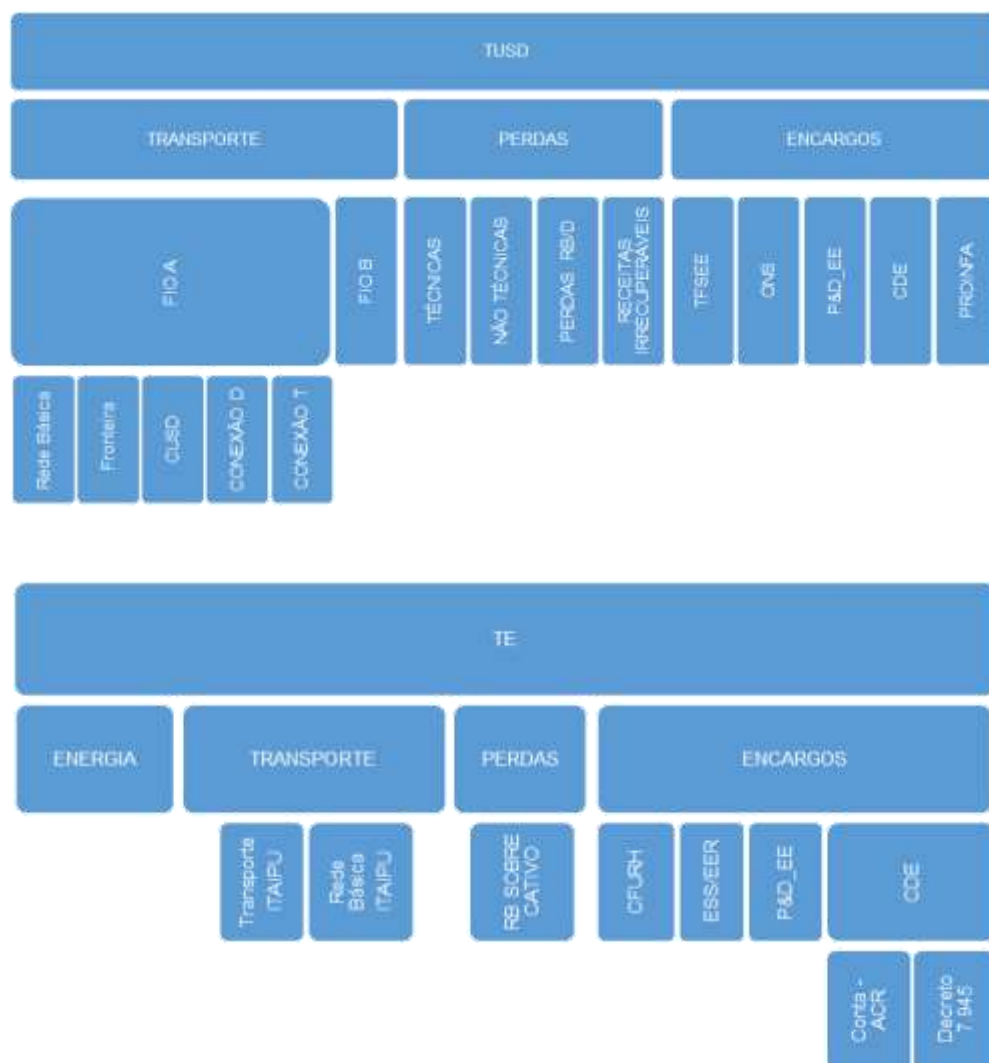


Figura 7 – Componentes tarifárias³⁴

79. No caso do uso do sistema de distribuição e transmissão, sobre a parcela de energia consumida, independente se advinda de aquisição de energia da distribuidora ou compensada pela energia injetada, deve-se cobrar o custo do transporte. Essa é a premissa que rege inclusive a prestação do serviço de distribuição para todos os usuários do sistema, sejam consumidores cativos, livres, autoprodutores e também deve reger o caso de consumidores com geração distribuída.

³⁴ Os custos econômicos da CDE que constam na TE (Conta ACR e Decreto 7.945/2013) deixam de existir no segundo semestre de 2019.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 28 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

80. Já os encargos setoriais possuem previsão legal para repasse aos usuários do sistema. Por questões alocativas e de responsabilidade, determinados encargos são alocados na Tarifa de Uso (TUSD) e outros na Tarifa de Energia (TE). Isso é feito considerando que o consumidor livre arca com determinados encargos na liquidação do mercado (a exemplo do ESS – Encargos de Serviço do Sistema). Outros são alocados proporcionalmente na TE e na TUSD pela sua base de cálculo (a exemplo do P&D).

81. Em uma análise de curto e médio prazo, os encargos não sofrem redução pela inserção da geração distribuída. Caso o consumidor com geração continue a compensar essas componentes da tarifa, os custos associados serão redistribuídos aos demais usuários da rede. Esta condição, embasada na previsão legal, justifica a incidência dessas componentes sobre toda a energia consumida da rede (faturada + compensada).

82. Em relação às perdas, deve-se segregar a discussão das perdas técnicas e não técnicas. Sobre a última prevalece o entendimento que se trata de um ônus da concessão, e assim deve ser arcada por todos os consumidores da área de concessão. Dada essa premissa, não se pode tratar consumidores com e sem GD de forma distinta. O mesmo entendimento prevalece para a componente Receitas Irrecuperáveis. Esta mesma visão fundamenta a atual cobrança dessas componentes para todos os consumidores do grupo A, ainda que não sejam registrados casos de furtos e inadimplências nos consumidores dos subgrupos A2 e A3, por exemplo.

83. Em relação às perdas técnicas, é fato que ao utilizar a energia injetada para compensar a energia consumida, o consumidor com GD em nada se diferencia de um consumidor sem GD na sua parcela de consumo e, portanto, deve arcar com as perdas técnicas da mesma forma. O mesmo argumento vale para a componente de Perdas na Rede Básica devido às perdas na distribuição.

84. Outra visão está na discussão de potencial redução das perdas técnicas devido à GD. Inicialmente, cabe observar que, se de fato a GD reduz as perdas técnicas, a metodologia de definição das perdas regulatórias deveria observar tal fenômeno. Logo, a discussão é se esse benefício deve ser alocado a um grupo específico de consumidores, ou se deve ser percebido pela totalidade dos usuários. Volta-se à discussão dos critérios de incorporação dos benefícios, e tal qual no uso dos sistemas de transmissão e distribuição, as duas premissas não são atendidas.

85. Desse modo, no que concerne à TUSD, não há motivos para sua diferenciação entre consumidores com e sem GD, de tal forma que as componentes tarifárias que compõem a TUSD devem fazer parte do faturamento do consumo total desses consumidores (parcela faturada e compensada).

86. Da mesma forma que foi feita a análise da TUSD, deve-se analisar a composição da Tarifa de Energia – TE e assim apresentar julgamento de valor sobre quais componentes podem ser compensadas.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 29 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

87. Tal qual os encargos setoriais da TUSD, a mesma lógica se aplica aos que compõem a TE - Encargos. Analogamente, a componente tarifária TE – Perdas têm o mesmo raciocínio das perdas Técnicas da TUSD e também não deve ser compensada.

88. Por fim, a TE – Energia reflete o custo médio de compra de energia das distribuidoras. Essa componente de custo pode ser compensada via Sistema de Compensação, uma vez que os consumidores com GD estão entregando a energia gerada, e precificar esse produto pelo preço médio de energia torna a transação neutra para os consumidores sem GD (não há custo suportado por terceiros pela opção de um consumidor). Cabe aqui observar que a condição de neutralidade total somente ocorre em condições restritas. Como a energia injetada poderá compensar a energia consumida em um momento distinto do dia (normalmente no período noturno para as residências), considerado ainda um intervalo de 5 anos, a distribuidora ainda estará sujeita aos efeitos da liquidação de energia no mercado e às variações de preços entre os patamares de carga, bem como a evolução dos custos de contratação ao longo dos anos. Esses efeitos, sejam positivos ou negativos, serão atribuídos aos consumidores cativos que pagam pela energia consumida.

89. Outra forma possível de racionalizar sobre o tema é fazer uma analogia com um consumidor que optou por participar do mercado livre e de um agente de geração que também participa desse ambiente de comercialização. O consumidor livre é faturado pela distribuidora na totalidade da TUSD, e cumpre o contrato com seu fornecedor de energia. Além disso, junto à CCEE, deve arcar com custos de segurança elétrica e energética (ESS e EER) e de perdas na Rede Básica. Outros custos, que fazem parte da TE (CFRUH e P&D), são de responsabilidade do fornecedor de energia e estão incluídos no preço negociado.

90. Diante das argumentações apresentadas, conclui-se que o consumidor com geração distribuída deve pagar, sobre toda a energia que ele consome da rede, as componentes que remuneram o uso do sistema (TUSD Fio A e TUSD Fio B), as componentes de perdas técnicas e não técnicas (TUSD Perdas e TE Perdas), os encargos setoriais (TUSD Encargos e TE Encargos) e os custos de transporte de Itaipu (TE – Transporte).

91. Por outro lado, entende-se apropriado afirmar que a redução da energia exigida do sistema centralizado é um benefício que pode ser atribuído a todo e qualquer gerador distribuído do sistema. E tal benefício deve ser alocado integralmente ao consumidor com geração. Ou seja, as condições para incorporação dos benefícios gerados são atendidas: *i)* é um benefício firme, mensurável e incontestável; *ii)* isonomia, todos os usuários que geram esse benefício possuem o mesmo tratamento. Nesse sentido, a componente de energia da TE deve fazer parte do sistema de compensação, ou seja, ela deve incidir apenas sobre o consumo líquido (diferença entre energia consumida e energia injetada na rede).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



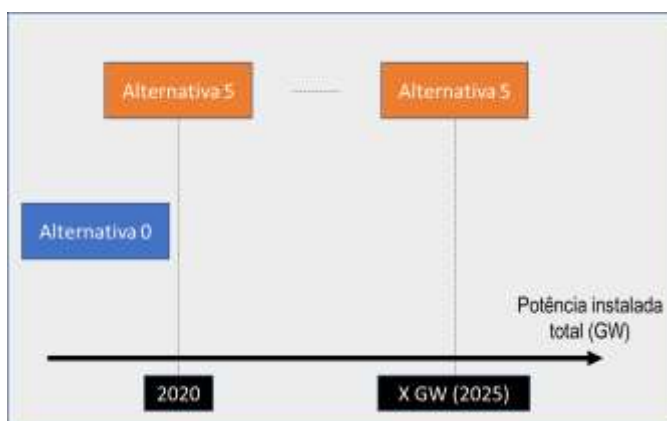
P. 30 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

92. Esta análise conceitual, sob o ponto de vista tarifário, leva à conclusão de que a Alternativa 5 é aquela que minimiza a redistribuição de custos aos demais usuários da rede e às distribuidoras. É a alternativa que deve ser buscada, no entanto, é necessário avaliar em quanto tempo isso deve acontecer, considerando o impacto aos demais usuários, a preservação da atratividade da GD e o VPL do setor, sendo que cada um desses aspectos deve ser considerado na decisão final. Por fim, tendo em vista que a Alternativa 5 é aquela que valora a energia injetada na rede, entende-se que ela deve ser aplicada tanto à geração local quanto à geração remota.

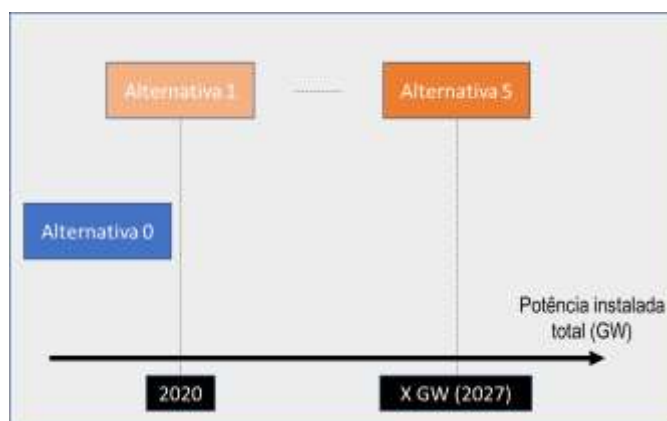
8.3.2 Etapa 2 – Trajetória até o modelo conceitual

93. Uma vez definido o modelo do Sistema de Compensação que se quer implementar (aplicação da Alternativa 5), é preciso definir a transição até a definitiva aplicação desse modelo. Foram avaliadas as seguintes opções de trajetória à Alternativa 5:

- Opção 1: Aplicação da Alternativa 5 sem aplicação de uma Alternativa intermediária. Foi testada a aplicação da Alternativa 5 já quando da vigência da norma (em 2020) ou quando atingida a potência esperada para cada ano no período entre 2021 e 2025.
- Opção 2: Aplicação da Alternativa 1 quando da vigência da norma (em 2020) e posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para cada ano no período entre 2021 e 2027.
- Opção 3: Aplicação da Alternativa 2 quando da vigência da norma (em 2020) e posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para cada ano no período entre 2021 e 2027.
- Opção 4: Aplicação da Alternativa 3 quando da vigência da norma (em 2020) e posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para cada ano no período entre 2021 e 2027.



a) Opção 1



* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 31 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

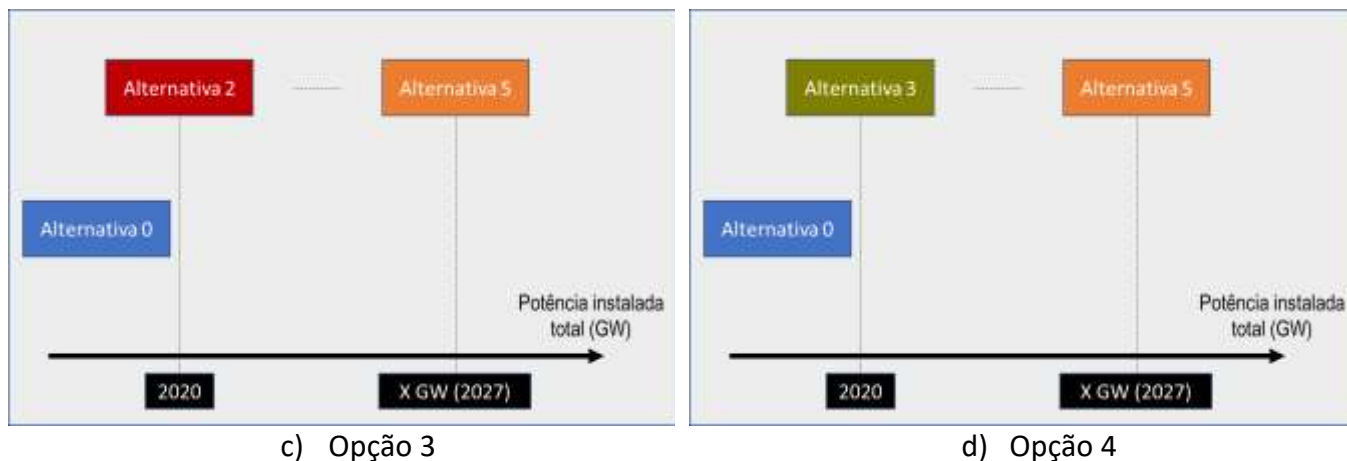


Figura 8 – Opções de trajetória até a Alternativa 5.

94. As opções de trajetória até o modelo conceitualmente estabelecido sob a ótica tarifária foram avaliadas por meio de duas abordagens i) uma análise de custo-benefício, em que os custos e os benefícios potenciais da geração distribuída são estimados sob uma perspectiva média; e ii) uma análise de impacto aos demais consumidores e às distribuidoras, tomando-se por base a forma como são definidas as tarifas de fornecimento pela ANEEL.

95. As duas abordagens foram aplicadas separadamente a dois modelos distintos de geração distribuída: a geração com compensação local e a geração com compensação remota.

96. Como mencionado anteriormente, para lidar com as incertezas das variáveis de entrada da simulação, optou-se por realizar uma análise estocástica, por meio do método de Monte Carlo, em que 10.000 cenários foram testados com base na probabilidade de ocorrência das variáveis de entrada. As variáveis que têm maior impacto nos resultados foram modeladas por meio de uma curva de probabilidade triangular, formada pelos seguintes pontos: limite inferior, valor mais provável e limite superior, conforme ilustrado adiante:

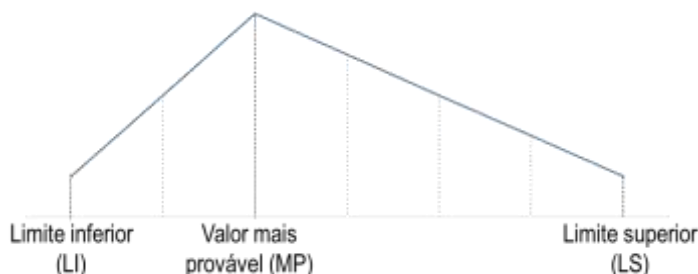


Figura 9 – Distribuição de probabilidade das variáveis de entrada – variáveis de maior impacto nos resultados

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 32 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

97. A análise estocástica é representada na Figura 10. O detalhamento das análises quantitativas (análise de custo-benefício e análise de impacto) é apresentado adiante, assim como a forma em que foram considerados os dados de entrada e as premissas.

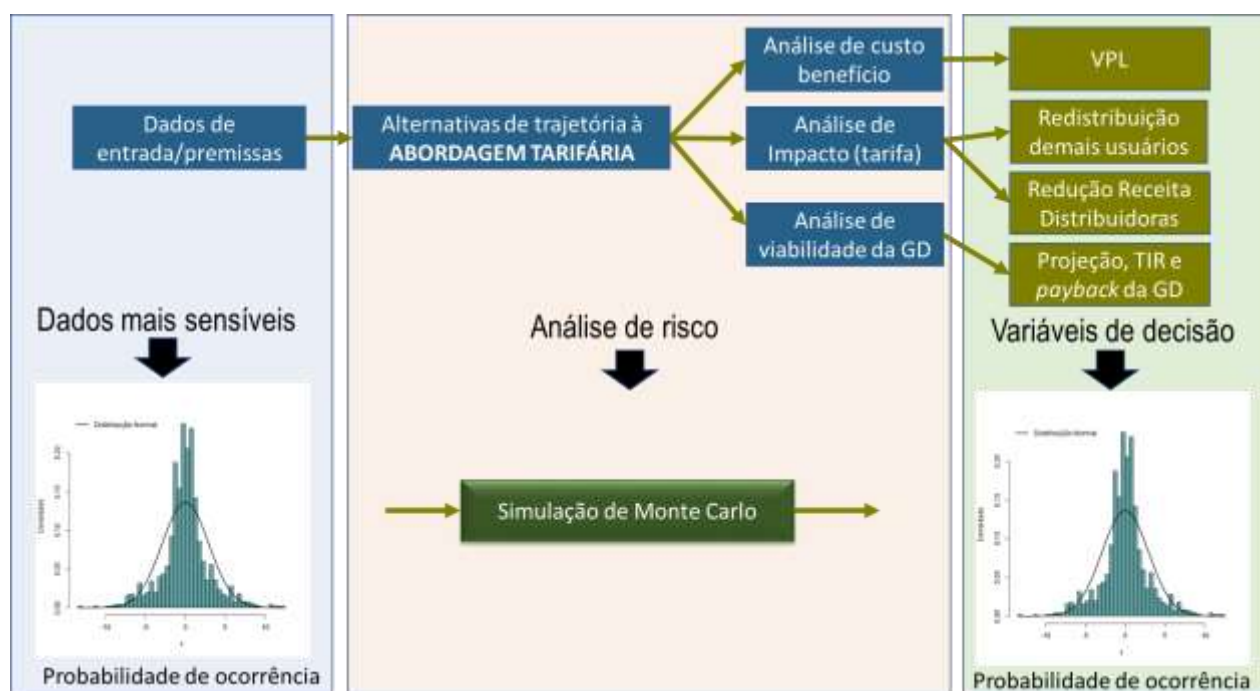


Figura 10 – Análise para definição da trajetória até o novo modelo do Sistema de Compensação de Energia

8.3.2.1 Análises quantitativas

98. Pesquisadores do *Harvard Electricity Policy Group*³⁵ apresentaram, em 2014, uma discussão qualitativa sobre potenciais impactos positivos e negativos da GD solar fotovoltaica, concluindo³⁶ que ela gera benefícios em termos de energia, tem o potencial de reduzir custos com transmissão e, sob algumas circunstâncias específicas, pode reduzir custos com atendimento de capacidade. O estudo também faz ponderações em relação às externalidades do ponto de vista ambiental.

³⁵ Ashley Brown; Jillian Bunyan. *Valuation of Distributed Solar: A Qualitative View*. The Electricity Journal. December 2014, Vol. 27, Issue 10.

³⁶ Destaca-se trecho retirado do documento: “From an economic point of view solar DG has energy value, the potential for reducing some transmission costs, and perhaps under the right circumstances, some capacity value, and ought to be compensated accordingly. With regard to externalities, it is not entirely clear, when viewed in the entire scope of its impact, that solar DG, has positive environmental value, but it is absolutely clear that when net metering is deployed, it is simply not a cost effective means for reducing carbon emissions.”

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 33 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

99. Outras diversas instituições de pesquisa de ponta têm realizado estudos aprofundados com o objetivo de tentar estimar mais adequadamente os custos e os benefícios que a GD aporta. Em especial, destaca-se o trabalho que vem sendo desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory – NREL*, instituto ligado ao Departamento de Energia dos EUA. Dentre uma série de trabalhos do Laboratório, destaca-se estudo destinado a apresentar métodos para análise de custos e benefícios para a geração distribuída solar fotovoltaica conectada no sistema elétrico americano³⁷. Os impactos da GD são divididos em sete categorias: energia evitada, impactos ambientais, perdas na distribuição e na transmissão, capacidade de geração, capacidade de distribuição e de transmissão, serviços ancilares e outros fatores³⁸.

100. O *Rocky Mountain Institute* também publicou trabalho³⁹ em que revisa 15 estudos de custos e benefícios da GD solar realizados por distribuidoras, laboratórios e outras organizações. Complementarmente, o *Interstate Renewable Energy Council* desenvolveu um guia para ajudar os Reguladores a calcular custos e benefícios da GD Solar Fotovoltaica.

101. Diante das contribuições recebidas nos processos de participação pública e seguindo essas e outras referências acerca da estimação dos impactos da GD para escolha das alternativas regulatórias mais apropriadas, esta AIR apresenta um método de avaliação que segue o modelo lógico exibido na seção 8.1, com um procedimento que pode ser descrito da seguinte forma:

Para cada opção de trajetória à Alternativa 5 (definidas conforme Figura 8):

- i. Cálculo do **payback e da Taxa Interna de Retorno – TIR⁴⁰** da GD conforme alternativa escolhida e conforme o ano de instalação (considerando-se que, à medida que o tempo passa e o mercado se consolida, os custos de instalação da GD diminuam).
- ii. Estimativa da **projeção** da quantidade de GD (conforme modelo de Bass, utilizando-se o *payback* calculado na etapa anterior, que depende do ano de instalação).

³⁷ *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, Lori Bird and Jarett Zuboy, 2014.

³⁸ “Outros fatores” incluem benefícios da GD em virtude da diversificação do mix, da possível redução de preços de atacado de energia, etc.

³⁹ *A Review of Solar PV Benefit and Cost Studies*. Rocky Mountain Institute. 2013. Lena Hansen and Virginia Lacy.

⁴⁰ Reflete a atratividade do negócio de GD (viabilidade para quem instala GD).

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 34 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- iii. Determinação do **VPL**⁴¹ resultante da análise de custo-benefício, considerando benefícios potenciais para o setor elétrico sob uma perspectiva média,
- iv. Determinação dos **impactos** da GD sob o ponto de vista tarifário. Tanto o VPL quanto os impactos são obtidos de acordo com a quantidade e potência instalada de GD prevista na etapa anterior.

102. A Figura 11 ilustra esquematicamente esse procedimento:

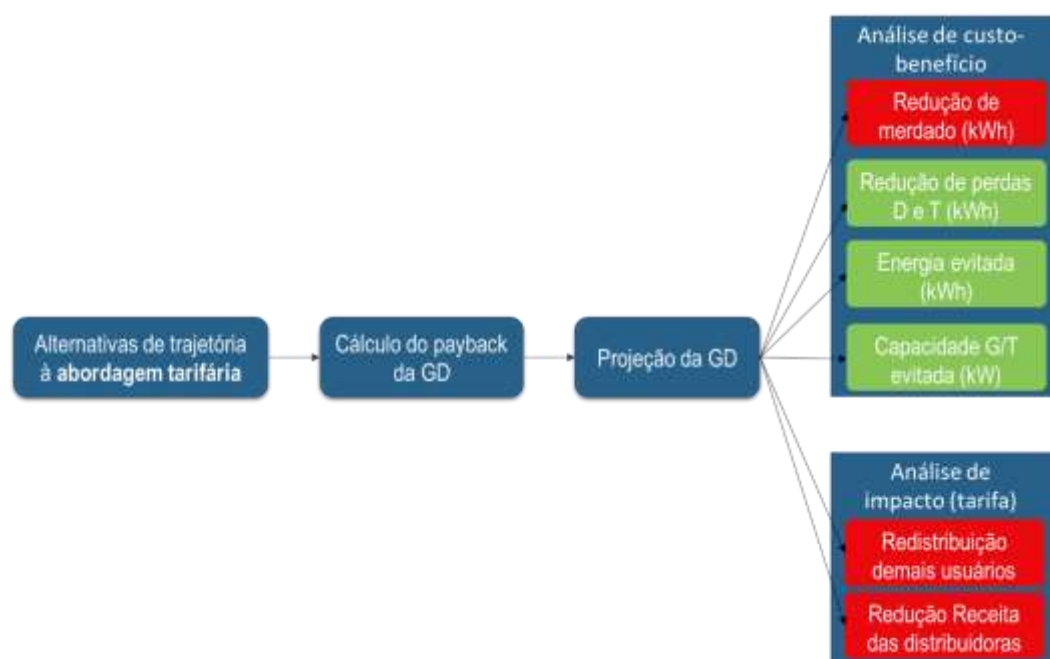


Figura 11 – Esquema do método de estimação dos impactos da micro e minigeração distribuída.

103. Para cálculo do *payback* e da TIR do consumidor com GD, são estimados os custos e os benefícios sob a ótica desse consumidor, de acordo com a Tabela 3.

⁴¹ Reflete os custos e benefícios líquidos para o consumidor.

* O Relatório de AIR é um documento da Agência.

Agência.



P. 35 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Tabela 3 – Custos e benefícios sob a ótica de quem instala GD

Benefícios	Pagamento evitado à distribuidora (valorado conforme alternativa)
	Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
Custos	Custo de implantação do sistema
	Custo de troca do inversor (no ano 13)
	Custos de manutenção (anual)
	Pagamento dos custos de acesso (participação financeira) para compensação remota
	Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

104. De posse do *payback* (calculado ano a ano, a depender das alternativas do sistema de compensação aplicadas ao longo da vida útil do sistema), é possível estimar quantos consumidores provavelmente instalarão geração própria. Essa estimativa é realizada seguindo-se o modelo de Bass⁴², utilizando-se as mesmas regras adotadas nas projeções realizadas pela Agência em 2015 e em 2017⁴³, mas ajustando-se anualmente o *payback* de maneira a refletir o retorno do investimento, que dependerá da trajetória definida para a Alternativa 5.

105. Uma vez estimada a quantidade de GD que será instalada em cada ano, é possível estimar os custos e benefícios que compõem o VPL do setor e os impactos sob o ponto de vista tarifário (impactos para as distribuidoras e para os demais usuários). A análise de custo-benefício considerou impactos positivos e negativos dessa geração sob a perspectiva dos demais consumidores e da distribuidora, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Custos e benefícios sob a ótica dos demais consumidores

Benefícios	Energia evitada
	Redução de perdas na distribuição
	Redução de perdas na transmissão
	Redução da capacidade máxima do sistema (G e T)
Custos	Redução do mercado das distribuidoras

⁴² Detalhado no trabalho de KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP., 2014. Disponível em: http://lsf.iee.usp.br/lsf/images/Mestrado/Dissertacao_Gabriel_Konzen.pdf

⁴³ Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL (48554.001050/2017-00)

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
 * O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA
 JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 36 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

106. Na primeira versão desta AIR apresentou-se, sob a ótica do consumidor-produtor, um custo que o investidor em GD passaria a ter devido a variações mensais no consumo e na geração (implicando no faturamento pelo custo de disponibilidade). Com o novo modelo definido para o Sistema de Compensação (Alternativa 5) e a limitação de que a energia utilizada para a compensação do consumo se limita à energia consumida em determinado ciclo de faturamento, há um grande aumento das situações em que a energia injetada é integralmente utilizada no abatimento do consumo. Desse modo, o pagamento do custo de disponibilidade em 30% do tempo deixa de ser um custo para o consumidor (ou um benefício para o setor) na análise desta AIR.

107. Adicionalmente, considerava-se como um benefício proporcionado pela GD Remota a diferença entre a TUSD de carga, paga no ponto de geração, e a TUSDg aplicável àquele nível de tensão. Com a nova proposta levada para a Consulta Pública que será instaurada, em que para a unidade consumidora com GD Remota pura (sem carga) será aplicada uma tarifa de uso condizente com a de um “injetador” de energia⁴⁴, o custo adicional de pagamento de demanda deixa de existir. Dessa forma, o benefício referente a esse atributo foi desconsiderado nesta versão da AIR.

108. Além dos benefícios intrinsecamente ligados ao setor elétrico, agentes apresentaram na CP nº 010/2018 e na AP nº 01/2019 efeitos da GD em outras áreas e setores da economia, tais como: redução de gases de efeito estufa, redução de poluição do ar e de uso do solo, geração de empregos, pulverização de investimentos, etc. No entanto, entende-se que tais externalidades, que extrapolam os limites do setor elétrico, não devem fazer parte das análises quantitativas aqui apresentadas, uma vez que esse tipo de avaliação é característica da implementação de políticas públicas, papel desempenhado pelo Congresso Nacional ou pelo Poder Concedente.

109. Já a análise de impacto mensura quais seriam os impactos redistributivos para todos os consumidores dos custos não arcados pelos consumidores com GD e qual a perda de receita para as distribuidoras. Essas duas variáveis são definidas com base na estimativa de energia injetada pela mini e microgeração distribuída e em duas tarifas médias. A primeira tarifa estima qual seria o custo médio de repasse de custos para os todos os consumidores para cada MWh gerado pela GD, e a segunda qual seria a perda de receita para a distribuidora por MWh gerado pela GD. Ambas as tarifas foram definidas com base nos processos tarifários de 2018, resultando nos valores médios para o Brasil de 191,67 R\$/MWh e 138,10 R\$/MWh, respectivamente. Tais tarifas são consideradas como uma estimativa simplificada do impacto do sistema de compensação para os consumidores e para as distribuidoras para o período de análise. O uso de uma tarifa equivalente de impacto em unidade de energia gerada (R\$/MWh) permite extrapolar o resultado baseado nos processos já realizados de 2018 para os cenários com maior inserção de GD. Mais importante que a precisão dos valores, está a mensuração da ordem de grandeza envolvida nas simulações.

⁴⁴ Detalhamento na Nota Técnica nº 78/2019. ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

Agência.

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 37 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

110. Os impactos de 191,67 R\$/MWh e 138,10 R\$/MWh foram calculados para a Alternativa 0 do Sistema de Compensação e, para as demais alternativas, seus valores foram proporcionalizados conforme componentes consideradas na valoração da energia injetada. A perda de Parcela B é repassada aos consumidores nos processos de revisão tarifária, de modo que do total de 329,77 R\$/MWh (191,67 R\$/MWh somado a 138,10 R\$/MWh) de impacto, em torno de 90% a 95% recai sobre os demais consumidores e o percentual restante se caracteriza em queda de receita das distribuidoras.

111. As variáveis de decisão, utilizadas na escolha da trajetória até a Alternativa 5, são as seguintes:

- VPL (para o setor elétrico) acumulado entre 2020 e 2035
- Impacto sob a ótica tarifária no período entre 2020 e 2035
- Potência instalada e quantidade de GD em 2035
- TIR e *payback* de quem instala a GD no pior caso (para a GD instalada no momento em que a Alternativa 5 entra em vigor)

112. Tanto o VPL do setor quanto o impacto sob a ótica tarifária consideraram apenas o efeito dos entrantes entre 2020 e 2035, não sendo levado em conta o efeito dos sistemas instalados antes da vigência da nova norma, uma vez que os custos e benefícios desses agentes são consequência da decisão de 2015, e não devem compor a decisão atual. Tal efeito é posteriormente considerado na definição do tempo de permanência desses sistemas na regra atual.

113. O *payback* e a TIR expostos nos resultados são aqueles obtidos para o pior caso (do ponto de vista de quem instala GD), ou seja, são os valores para sistemas instalados no momento em que a Alternativa 5 entra em vigor.

114. Tendo em vista a aplicação de análises quantitativas com variáveis de entrada estocásticas, os resultados para cada opção de trajetória à Alternativa 5 não são representados por apenas um valor por grandeza, mas por uma faixa de valores possíveis, com suas respectivas probabilidades de ocorrência. A representação dessa faixa de valores é feita por meio do diagrama de caixa (*box plot*) ilustrado na Figura 12, que abrange 90% dos cenários com maior probabilidade de ocorrência. Os valores 5% acima e 5% abaixo da faixa mais provável são assumidos como *outliers* e não são representados. Na Figura, o retângulo em azul delimita 50% dos cenários e o traço central representa a mediana.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 38 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

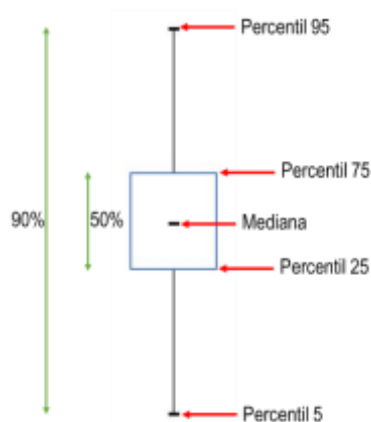


Figura 12 – Resultados estocásticos representados por meio de diagrama de caixa (box plot).

8.3.2.2 Consideração sobre autoconsumo e definição do escopo das análises quantitativas

115. A energia gerada pela GD se constitui de duas componentes: energia injetada na rede e energia gerada de forma simultânea ao consumo (ou energia autoconsumida). A Figura 13 ilustra essa divisão.

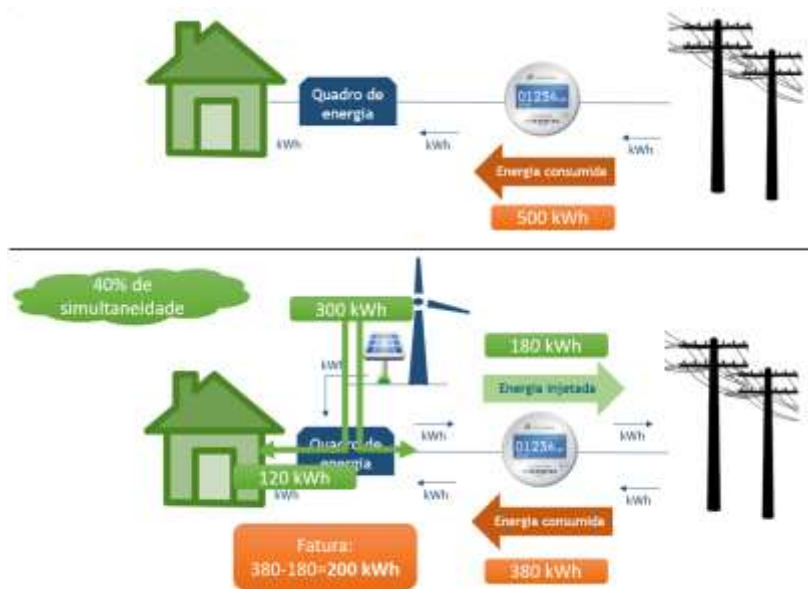


Figura 13 – Energia injetada e energia autoconsumida.

116. Na primeira versão desta AIR o autoconsumo foi igualado à situação em que um consumidor realiza, em suas instalações, a troca de um equipamento elétrico por outro mais eficiente, que consome menos energia para exercer a mesma função.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 39 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

117. Tal comparação foi realizada com base no fato de que aquele kWh autoconsumido não transitaria pela rede, trazendo alívio para o sistema de distribuição. Com isso, especificamente os ganhos resultantes desse “alívio”, que poderiam postergar investimentos na rede de distribuição, não foram computados na análise de custo-benefício. Entendeu-se, naquela ocasião, que os custos advindos da redução do mercado da distribuidora, correspondente à parcela de autoconsumo, não deveriam ser considerados, já que se trata de uma parcela da energia que não transaciona na rede.

118. Ocorre que, uma análise aprofundada sobre essa questão leva, primeiramente, à conclusão de que tal comparação é indevida. Isso porque, fisicamente, as duas formas de reduzir o consumo de energia de uma unidade consumidora têm efeitos distintos sobre a rede de distribuição. Tal ponto também foi argumentado pelo Gesel em sua contribuição à AP n° 01/2019, que discorre sobre a diferença entre o valor da rede de distribuição no caso de uma ação de eficiência energética e no caso do autoconsumo.

119. Ao substituir o equipamento de uma instalação por outro mais eficiente, não só a energia consumida (em kWh) sofrerá redução, mas também a potência demandada (em kW) daquela instalação reduzirá. A rede de distribuição é planejada e projetada para atender a demanda máxima agregada. Caso aquele equipamento substituído fosse utilizado no horário de ponta da rede, a demanda máxima a ser suportada sofreria uma redução devido à troca realizada pelo consumidor. Nesse caso, poder-se-ia afirmar que a ação de eficiência traz alívio à rede de distribuição, que, em certa medida, poderá suportar novos entrantes sem que haja necessidade de reforço/melhoria do sistema (postergando-se assim, a necessidade de investimentos).

120. Quanto à parcela de autoconsumo de um sistema de micro ou minigeração, pode-se afirmar apenas que ela representa uma redução da energia consumida da rede (em kWh). Não se sabe exatamente quando essa redução de energia se dá, uma vez que ela representa a redução acumulada ao longo de um ciclo de faturamento. O que se verifica é que essa redução de energia consumida não vem acompanhada de uma redução permanente na potência demandada pelo consumidor – principalmente se considerarmos a geração por fontes intermitentes, como é o caso da geração solar fotovoltaica.

121. Observa-se que o custo relacionado à disponibilidade da rede de distribuição não está vinculado ao volume de energia que transaciona pela rede ao final de um ciclo de faturamento, mas sim à intensidade máxima desse fluxo de energia (no caso a potência máxima demandada). Não se pode afirmar que a parcela de autoconsumo alivia a rede de distribuição, a não ser que ela ocorra no horário de demanda máxima, de forma firme (e não intermitente). Da mesma forma, é equivocado afirmar que a redução do mercado correspondente a essa parcela não imputa em queda de receita das distribuidoras e em redistribuição de custos aos demais usuários da rede.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 40 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

122. Assim, o tratamento dado à parcela de autoconsumo, proposto na AP n° 01/2019, deve ser revisado. Naquela ocasião, essa parcela foi retirada das componentes de custo da análise de custo-benefício, ao passo que nas componentes de benefício⁴⁵ ela foi considerada, da mesma forma que a energia injetada na rede.

123. Tendo em vista que a parcela de autoconsumo está relacionada a uma gestão interna do consumidor, que se dá dentro da unidade consumidora, e que ela não é afetada pelas alternativas de valoração da energia injetada, entende-se que ela não deve compor as análises realizadas para definição da alternativa para o Sistema de Compensação de Energia.

124. Nessa linha, no escopo desta AIR, a análise de custo-benefício do setor e a análise de impacto sob a ótica tarifária passam a considerar apenas os efeitos da energia injetada na rede pelo consumidor com geração distribuída (tanto cômputo dos custos quanto no cômputo dos benefícios da GD). A parcela de autoconsumo passa a ter influência apenas no tempo de retorno do investimento em micro ou minigeração – uma vez que ela representa redução de consumo e propicia economia ao usuário.

125. De forma a lidar com a grande variabilidade em relação ao percentual de simultaneidade (ou autoconsumo), essa grandeza foi modelada nas simulações como uma variável estocástica (conforme Figura 9), assumindo um valor médio para todo o país que varia na faixa entre 33% (conforme contribuição da Energisa à AP n° 01/2019) e 58% (conforme contribuição da ABSOLAR), sendo o valor mais provável de 45% (também retirado da contribuição da ABSOLAR, para consumidores residenciais).

126. É importante ressaltar que o autoconsumo é a parcela da energia gerada que tem maior potencial de trazer benefícios para a rede, e que ele é incentivado em diversos países no mundo, a exemplo da Austrália – que tem estimulado a inserção de sistemas de armazenamento associados à geração fotovoltaica. Por outro lado, não se deve ignorar os efeitos da parcela de autoconsumo quando associada a um modelo de tarifas volumétricas. A consequente redistribuição de custos aos demais usuários, advindas desse cenário, deve ser tratada em outro escopo, no âmbito da regulação econômica.

8.3.2.3 Cálculo do payback e da TIR sob a perspectiva do consumidor que instala micro ou minigeração

- Pagamento evitado à distribuidora

127. Do ponto de vista do consumidor que instala geração própria (localmente ou remotamente), o maior benefício que ele percebe é o valor que ele deixa de pagar referente à energia que ele consome que é abatida pela energia por ele gerada. Essa valoração foi calculada, na presente AIR, com base nas alternativas do sistema de compensação aplicadas ao longo da vida útil do empreendimento.

⁴⁵ Energia evitada; Redução de perdas na distribuição.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

Agência.



P. 41 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

128. Assim, para o caso base (Alternativa 0), à energia gerada pelo consumidor é atribuído um valor equivalente à tarifa total de fornecimento, incluídas todas as suas componentes. Já para a Alternativa 1, a energia injetada pelo consumidor para abatimento de sua fatura é valorada por todas as componentes, exceto a TUSD Fio B. O mesmo raciocínio se aplica às demais alternativas.

129. Nesse caso, cumpre esclarecer que o montante de energia que tenha sido gerado em momento simultâneo ao consumo (não havendo injeção na rede de distribuição) é valorado por todas as componentes da tarifa, independentemente da alternativa escolhida para aplicação do Sistema de Compensação. Isso acontece porque essa energia gerada simultaneamente ao consumo se traduz como uma simples redução do consumo. Esse aspecto foi explicado com mais detalhes nos itens 33 a 35 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SMA/ANEEL⁴⁶, disponibilizada na CP nº 10/2018.

130. Além do pagamento evitado referente às componentes compensadas da tarifa de fornecimento, foi considerado também o pagamento evitado em relação aos adicionais das Bandeiras Tarifárias. Os adicionais da Bandeira Tarifária são de R\$ 15,00/MWh na Bandeira Amarela, de R\$ 40,00/MWh na Bandeira Vermelha Patamar 1 e de R\$ 60,00/MWh na Bandeira Vermelha Patamar 2. Nas simulações, foi assumido um valor de adicional anual de R\$ 10/MWh, ou seja, o consumidor sem GD deve pagar um valor adicional de R\$ 10 para cada MWh consumido. Trata-se de um valor conservador em relação ao valor médio anual observado nos anos de 2017 e 2018, de R\$ 27,1/MWh e R\$ 27,5/MWh⁴⁷, respectivamente.

131. Assim, o custo evitado pelo consumidor com GD com adicional de Bandeira Tarifária é calculado multiplicando-se o adicional de R\$ 10/MWh pela geração de energia anual, em MWh.

- Pagamento evitado de impostos

132. Dependendo das regras aplicáveis em cada região e do enquadramento da micro ou minigeração, os tributos incidentes sobre a energia elétrica (PIS/Cofins e ICMS) deixam de ser pagos pelo consumidor quando ele gera sua própria energia. Esse efeito é percebido pelo consumidor-produtor como um benefício que, nesta AIR, foi valorado como sendo equivalente à redução de impostos incidentes sobre todo o montante gerado (consumido instantaneamente na unidade consumidora ou injetado na rede para futura compensação).

133. Apesar de essa consideração ser verdadeira na maioria dos casos, há algumas regiões do país nas quais a aplicação dos impostos estaduais segue critérios diferentes. Além disso, para o caso de geração compartilhada ou de condomínios com GD, a cobrança de ICMS pode ser incidente sobre toda a energia absorvida da rede pela unidade consumidora.

⁴⁶ Documento SIC 48554.001023/2018-00.

⁴⁷ Valores obtidos com base no relatório disponível em <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa> >> Resultados da Conta Bandeira.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 42 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

134. Nas simulações realizadas nesta segunda versão da AIR foi considerada a isenção de impostos (estaduais e federais) sobre a tarifa cheia para a parcela da energia autoconsumida. Já para a energia injetada na rede, a isenção foi aplicada sobre as componentes da alternativa em questão. Assim, para a Alternativa 5, em que a compensação se dá apenas na componente TE Energia, a isenção é aplicada considerando-se apenas essa componente da tarifa.

- Pagamento dos custos implantação, troca do inversor, operação e manutenção

135. Sobre os custos de implantação (preço final ao consumidor, em que se inclui o serviço de instalação), a Greener⁴⁸ realiza pesquisas de mercado com informações para vários níveis de potência instalada. Na pesquisa realizada para o primeiro semestre de 2019, foram apresentados valores médios máximo, médio e mínimo com base na prática do mercado de geração distribuída. Diante desses valores apresentados, optou-se por modelar o custo de implantação como uma variável estocástica, que assume valores na faixa apresentada pela Greener, sendo o valor mais provável representado pelo custo médio. Nas simulações realizadas, a troca do inversor, que representa 15% desse custo inicial, se dá no 13° ano.

136. Nesta versão da AIR são também considerados, em linha com a contribuição da EPE e de empresas e associações do setor de geração distribuída (a exemplo da ABGD), os custos de operação e manutenção dos sistemas de geração destacados dos demais custos (para os quais são utilizados os valores de 1% a.a do custo de implantação inicial para GD Local e 2% a.a. para GD Remota). Já a redução anual de geração (índice de degradação do sistema) foi mantida em 1% a.a..

137. Na primeira versão da AIR não foi considerado o custo de capital para pessoa física (sendo adotado o *payback* simples) e para pessoa jurídica foi assumido o custo de capital real de 8,0%. Muitos participantes da AP n° 01/2019 enviaram propostas para essas variáveis (ABSOLAR, Órigo, Raizen, entre outros participantes). De forma a considerar a grande variabilidade de valores propostos para o custo de capital, esse dado foi modelado como variável estocástica nas simulações. Para o caso da GD Local foi considerada a faixa entre 2% e 7% de custo de capital real (descontada a inflação), com valor mais provável de 4%. Já para GD Remota foi considerada a faixa entre 6% e 12%, com valor mais provável de 8%. Entende-se que as faixas utilizadas abrangem as contribuições recebidas na AP n°01/2019, e são compatíveis com investimentos de maior risco, aplicações em renda fixa ou poupança.

⁴⁸ Pesquisas disponíveis no link <https://www.aneel.gov.br/assinado-digitalmente-por-davi-antunes-lima-carlos-alberto-calixto-mattar>

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 43 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Pagamento dos custos de acesso (participação financeira) para compensação remota

138. A nova regra proposta para a contratação do uso de sistemas de minigeração distribuída estabelece, para os casos de sistemas remotos sem carga, a aplicação da TUSDg sobre o MUSD contratado para fins de geração. A aplicação dessa tarifa é considerada no cálculo da participação financeira do consumidor nas obras de acesso à rede, havendo uma alteração na atual forma de rateio dos custos. Em algumas situações, o Encargo de Responsabilidade da Distribuidora cobrirá todos os custos de acesso, e em outros casos haverá parcela dos custos a ser arcada pelo consumidor, o que dependerá do local, da obra necessária, da tarifa de uso aplicável e do montante a ser contratado. Há grande complexidade em se definir um valor de participação financeira médio, em R\$/kW de potência instalada da geração.

139. No entanto, algumas contribuições apresentaram informações sobre esses custos (Cemig, Alsol, Órigo). Optou-se, desse modo, por considerar um valor médio de R\$ 200/kW, com base nos custos médios apresentados pela Alsol e nas informações prestadas pela Órigo.

- Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

140. Para compensação remota, o modelo tratado nesta AIR considera que seria conectada à rede de média tensão (subgrupo A4) uma nova unidade consumidora, com uma minigeração distribuída de 600 kW⁴⁹ para compensação de toda energia produzida em unidades consumidoras do grupo B (tarifa B1 ou B3). Dadas as regras vigentes, essa unidade consumidora, que não necessariamente precisa ter carga física, teria que contratar uma demanda de 600 kW.

141. Dessa forma, foi quantificado nesta AIR o custo de contratação de demanda e pagamento da TUSD (em R\$/kW), conforme nova proposta de contratação apresentada na Nota Técnica nº 78/2019-SRD/SCG/SMA/SRM/SGT/SG/ANEEL (que estabelece, para os casos de sistemas remotos sem carga, a aplicação da TUSDg sobre o MUSD contratado para fins de geração). Vale ressaltar que o valor médio da TUSDg no subgrupo A4 é de R\$ 5,87/kW, enquanto a TUSD para consumidores no mesmo nível de tensão é de R\$ 15,75/kW.

8.3.2.4 *Análise de custo-benefício sob a perspectiva dos demais consumidores e da distribuidora*⁵⁰

142. Na análise de custo benefício (VPL para o setor elétrico), parte-se da premissa de que a disseminação de micro e de minigeração distribuída ocorrerá de maneira a garantir que os benefícios serão percebidos. Ou seja, assume-se que os benefícios potenciais da GD se traduzirão de fato em ganhos para o setor elétrico. Adota-se essa premissa com o objetivo de quantificar o potencial de retorno que a micro e minigeração distribuída podem conferir ao setor elétrico.

⁴⁹ Os dados de entrada utilizados nos cálculos estão definidos na Tabela 5.

⁵⁰ Conforme mostrado anteriormente na Tab.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 44 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Energia Evitada e redução da capacidade máxima do sistema de geração (benefício refletido no VPL do setor)

143. Quando um consumidor gera sua própria energia, utilizando-a diretamente em sua unidade consumidora ou injetando-a na rede da distribuidora, a energia total que deve ser adquirida do sistema centralizado pela distribuidora para atendimento a todos consumidores é reduzida. Por se tratar de uma forma de geração que se traduz em redução da carga a ser atendida no Sistema Interligado Nacional – SIN, a GD também tem o potencial para reduzir a potência máxima a ser atendida, implicando em benefício aos demais consumidores.

144. Em relação à valoração da energia produzida pela GD, procurou-se estabelecer valor de referência para a quantificação de seu benefício econômico sob a ótica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em termos médios e no longo prazo.

145. Na primeira versão da AIR foi considerada, para valoração desse atributo, a média dos valores do Custo Marginal de Expansão – CME para o período de 2018 a 2021 (provenientes da revisão ordinária de garantia física) com os do horizonte de 2022 a 2026, provenientes do PDE 2026. No entanto, a EPE, em sua contribuição à AP n° 01/2019, colocou que tais valores não devem ser acoplados por serem provenientes de base de dados, datas de referência e metodologias distintas. Sugere o uso do CME publicado no PDE 2027 ou no PDE 2026, sendo o benefício líquido da energia evitada valorado pela diferença entre o CME e a TE Energia. Além disso, a EPE coloca que o CME também incorpora os benefícios de potência, considerado na primeira versão da AIR como um benefício adicional (o benefício da valoração de potência evitada da geração). Tal ponto também foi colocado pelo Gesel, PSR, Energisa e ABRADÉE.

146. Em sua contribuição, a ABSOLAR argumenta que o CME subvaloriza as contribuições positivas da energia proveniente da GD. Destaca que *“as premissas e critérios utilizados na operação não estão refletidas no planejamento, na operação e na formação de preço, especialmente com relação ao despacho termelétrico adicional por decisão do CMSE para garantir a segurança energética”*. Propõe que a energia evitada seja valorada a R\$ 270/MWh, valor obtido acrescentando um fator de 50% ao CME Energia.

147. Por ser um dado muito impactante nos resultados da análise, a valoração desse benefício foi modelada como uma variável estocástica, assumido valores entre 225 R\$/MWh (valor financeiro do mix de compra das distribuidoras – custos econômicos e financeiros –, média Brasil) e 270 R\$/MWh (contribuição da ABSOLAR), sendo o valor mais provável o CME do PDE 2027, de 234 R\$/MWh (em linha com a contribuição da EPE). Considera-se que a redução na capacidade máxima do sistema de geração, contabilizada na primeira versão da AIR como um benefício adicional ao da energia (valorado naquela ocasião pelo CME de Potência médio para o período 2020-2026⁵¹), já está abarcada na valoração da energia evitada.

⁵¹ Conforme dados do PDE 2020-2026.

* O Relatório de AIR é um documento da Agência.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 45 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

148. A valoração desses dois benefícios (energia e capacidade evitada de geração) é dada pela multiplicação entre a energia injetada localmente pela GD (em kWh) e o valor atribuído a essa energia (e capacidade), em R\$/kWh. A contribuição da EPE sobre o benefício líquido (diferença entre a valoração aqui definida e a TE Energia) está contemplada, de forma que a redução de mercado referente à TE Energia não é mais considerada como componente de custo.

- Redução de perdas na distribuição (benefício refletido no VPL do setor)

149. A geração distribuída pode influenciar no fluxo de energia circulante nas redes de distribuição, alterando de maneira substantiva as perdas no sistema. Há, na literatura, uma série de modelos de quantificação dessas perdas. O NREL⁵² apresenta uma compilação desses modelos, que variam em complexidade.

150. O método utilizado nesta AIR para determinação do impacto da GD na redução de perdas foi o método mais simples apresentado pelo NREL, em que se estima que as perdas evitadas pela energia gerada localmente são equivalentes às perdas médias do sistema. Se, por exemplo, fossem gerados 95 kWh de maneira distribuída numa rede em que as perdas são de 5%, então a energia total que a GD teria evitado seria de 100 kWh. A equação abaixo descreve o cálculo da redução de perdas causada pela GD conforme esse método:

$$Impacto_{perdas}(R\$) = EnergiaGerada_{GD} * CustoEnergiaEvitada * \left(\frac{1}{1 - Perdas(\%)} - 1 \right) \quad (1)$$

151. Na equação (1), foi adotado como custo da energia evitada o mesmo valor calculado no item anterior (em R\$/MWh) e o percentual de perdas utilizado foi definido como sendo o percentual médio de perdas técnicas regulatórias na distribuição (7,44%).

152. Tal benefício foi considerado apenas para a GD local, de pequeno porte, em que a redução das perdas tem potencial de ocorrer para níveis moderados de penetração da GD. Para a GD remota, assumiu-se que esse benefício é nulo, em linha com a contribuição encaminhada pela EPE.

- Redução de perdas na transmissão (benefício refletido no VPL do setor)

153. Para o cálculo da influência da GD na redução de perdas nos sistemas de transmissão, adotou-se o mesmo procedimento utilizado para a distribuição, alterando-se apenas o percentual de perdas técnicas para 5%, equivalente às perdas técnicas totais da Rede Básica. Tal benefício foi considerado tanto para a GD local quanto para a GD remota.

⁵² *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System*. Paul Denholm, Robert Margolis, Bryan Palmintier, Clayton Barrows, Eduardo Ibanez, Lori Bird (National Renewable Energy Laboratory), Jarett Zuboy (Independent Consultant).

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERREZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS, LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 46 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Expansão evitada do sistema de distribuição (não refletido no VPL do setor)

154. A geração distribuída atrelada a uma unidade consumidora com carga relevante pode implicar na redução da energia absorvida da rede por essa unidade, levando a um alívio de carga que permitiria a utilização da capacidade remanescente da rede por outros usuários. Todavia, a energia injetada pela micro ou minigeração pode não necessariamente levar a esse mesmo efeito, dependendo do fluxo de potência na rede nos instantes de injeção.

155. Poder-se-ia afirmar, com certa convicção, que a postergação de investimentos na rede de distribuição ocorreria caso o sistema de geração distribuída estivesse no local certo (onde há alta demanda de carga e pouca “folga” da rede), na hora certa (operando no horário de demanda máxima) e fosse confiável (estivesse disponível independente de condições climatológicas) e totalmente controlável (despachável conforme a necessidade da rede). Essa não é a realidade dos sistemas hoje instalados no Brasil – e que serão instalados nos próximos anos.

156. Dadas as elevadas incertezas relativas ao impacto da GD intermitente nas redes de média e baixa tensão, optou-se por não valorar esse quesito na presente AIR.

- Expansão evitada do sistema de transmissão (benefício refletido no VPL do setor)

157. O efeito agregado da geração de energia nas redes de baixa e média tensão pode resultar em redução do uso das redes de mais alta tensão, postergando investimentos e reforços nos sistemas de transmissão. Para valoração desse benefício, foram levadas em conta as contribuições da ABSOLAR e da empresa MC&E, que sugerem o uso da média das variações das RAP prospectivas pelas variações das contratações do MUST-C, resultando em um valor médio de R\$ 703,00/MW.

158. É válido destacar que os efeitos na rede de transmissão são diferentes dos da rede de distribuição. Localmente (na distribuição), as redes devem estar preparadas para suportar o consumo quando da ausência ou redução da geração distribuída, algo que acontece com recorrência devido ao caráter intermitente da fonte. Ou seja, o investimento em rede de distribuição é mantido mesmo com a presença de GD, haja vista a necessidade de suportar a carga na ausência dessa geração.

159. Já a transmissão observa o efeito agregado de várias gerações distribuídas. Como não há coincidência entre a geração de sistemas instalados em uma grande área (em alguns locais faz sol enquanto em outros o dia está nublado, por exemplo), a soma dos efeitos de todos esses sistemas de geração pode resultar em uma potência total agregada inferior à condição sem esse tipo de geração. Assim, os efeitos de alívio de rede têm maior potencial de serem percebidos no sistema de transmissão.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 47 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Redução do mercado das distribuidoras (custo refletido no VPL do setor)

160. Tanto a energia autoconsumida quanto a energia injetada na rede incorrem em custo para os consumidores que não instalam geração própria, uma vez que elas representam uma redução de mercado da distribuidora e um efeito redistributivo nos valores das tarifas. Tal efeito não ocorreria caso houvesse uma redução dos custos da distribuidora na mesma proporção que a redução do seu mercado (causada pela redução do consumo da unidade que instalou GD). No entanto, conforme já mencionado anteriormente, o escopo desta análise contempla apenas os efeitos da energia injetada na rede.

161. Sob a ótica tarifária, apenas a compensação da componente de energia da TE (que o consumidor com GD deixa de pagar ao gerar sua própria energia) não incorre em efeito redistributivo de custos – tendo em vista que os custos com energia adquirida centralizadamente de fato sofrem redução com a geração do consumidor. Nesse sentido, a redução do mercado assumida como um custo nesta AIR corresponde à energia injetada pelo consumidor (em kWh) valorada pelas componentes contempladas na alternativa do Sistema de Compensação (Alternativas de 0 a 5) subtraídas da componente de energia da TE – nesse caso, apenas a Alternativa 5 resulta em custo nulo de redução do mercado.

8.3.2.5 Premissas e variáveis adotadas

162. A Tabela 5 apresenta as variáveis determinísticas consideradas na análise de viabilidade da GD, na análise de custo-benefício e na análise de impacto sob o ponto de vista tarifário, com as respectivas justificativas para sua adoção. Já a Tabela 6 apresenta as variáveis estocásticas, com os respectivos valores considerados na distribuição de probabilidade triangular, conforme Figura 9.

Tabela 5 – Variáveis determinísticas adotadas na AIR

Variável	Unidade	Valor	Justificativa
Tempo de análise	anos	15 (entre 2020 e 2035)	Para cálculo do VPL, a sequência anual dos custos e dos benefícios foi analisada durante um período de 15 anos. Optou-se por esse prazo por se tratar de formas novas de geração, com elevado período de consolidação da tecnologia e com benefícios de longo prazo.
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	kWp	8	Valor médio calculado com base nas microgerações solares fotovoltaicas instaladas para compensação local e registradas no SISGD/ANEEL ⁵³ . Optou-se pela utilização da média, de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos aplicados) e potência total instalada.

⁵³ Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>



P. 48 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	kWp	600	Valor médio calculado com base nas minigerações caracterizadas como autoconsumo remoto e geração compartilhada no SISGD/ANEEL. Optou-se pela utilização da média, de maneira a manter a correlação entre número de adotantes (obtido para as projeções por meio dos métodos aplicados) e potência total instalada.
Custos de troca do inversor (inversor trocado no ano 13 – vida útil do sistema de 25 anos)	% do custo de instalação	15%	
Índice de degradação do sistema (para microgeração com compensação local)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	1%	Valor obtido com base na média das contribuições da Absolar, ABGD e EPE.
Índice de degradação do sistema (para minigeração com compensação remota)	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema	1%	Valor obtido com base na média das contribuições da Absolar, ABGD e EPE.
Custo anual de manutenção do sistema (para microgeração com compensação local)	% do custo de instalação	1%	Valor obtido com base na avaliação das contribuições da Absolar, ABGD e EPE.
Custo anual de manutenção do sistema (para minigeração com compensação remota)	% do custo de instalação	2%	Valor obtido com base na avaliação das contribuições da Absolar, ABGD e EPE.
Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica	% de aumento ou decréscimo da tarifa em relação à inflação	0%	Dada a dificuldade em se estimar algum valor que reflita adequadamente a realidade, não foi considerada a influência de eventuais aumentos ou reduções reais (acima da inflação) na tarifa de energia elétrica ao longo do período de análise.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para minigeração com compensação remota)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	0%	Para a minigeração com compensação remota assume-se que toda a energia gerada é injetada na rede e compensada remotamente.
Mercado potencial para geração local	Número de unidades consumidoras com geração	6.550.000	Total de unidades residenciais e comerciais passíveis de aderirem ao sistema de compensação com uso local, conforme dados utilizados pela EPE.
Mercado potencial para geração remota	Número de unidades consumidoras	92.063	Considera-se que um total de 5,8 milhões de domicílios poderiam aderir ao sistema de compensação de maneira remota (conforme dados da EPE). Dividindo-se o número de

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 49 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

			existentes pelo número de participantes do Sistema de Compensação, chegou-se ao valor de 63. Dessa forma, foi assumido que cada minigeração de 600 kW atenderia a aproximadamente 63 unidades consumidoras.
Taxa de crescimento anual do mercado potencial	% de crescimento ao ano	2,0%	Crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais. Esse crescimento foi reduzido de 2,5% (primeira versão da AIR) para 2%, de forma a ponderar com o crescimento de domicílios estimado na Nota Técnica DEA 01/17 ⁵⁴ , da EPE (de 1,5% ao ano no período entre 2021 e 2026).
Taxa de desconto dos custos e benefícios da GD sob a perspectiva do total de usuários do sistema elétrico	% a.a.	8,09%	Uma alternativa para a taxa de desconto seria o uso da Selic. No entanto, sabe-se que os valores atuais dessa taxa (6,0% a.a.) estão no seu mínimo histórico, o que pode não ser refletido no horizonte de análise. Diante dessa expectativa, optou-se por adotar a taxa de 8,09%, equivalente à taxa utilizada no cálculo da remuneração das distribuidoras, no caso, o custo médio ponderado do capital (WACC).
Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações	Redução % do custo do kW instalado a cada ano	3% ao ano	Redução obtida a partir da contribuição apresentada pela EPE.

Tabela 6 – Variáveis estocásticas adotadas na AIR

Variável	Unidade	Valor ⁵⁵	Justificativa
Custo de instalação de um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp	LS: 5.500 MP: 4.720 LI: 3.950	Valores aproximados do preço médio de sistemas desse porte obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁵⁶ (valores médios máximo, médio e mínimo).
Custo de instalação de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp	LS: 4.910 MP: 4.060 LI: 3.210	Valor aproximado do preço médio de sistemas desse porte, instalado ao solo, obtido em pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener ⁵⁷ (valores médios máximo, médio e mínimo).

⁵⁴ Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos dez anos (2017-2026), Rio de Janeiro, Janeiro de 2017.

⁵⁵ Conforme ilustrado na Figura 9, a distribuição das variáveis de entrada é representada por meio de uma curva de probabilidade triangular, formada pelos seguintes pontos: LI: Limite Inferior; MP: Valor Mais Provável; e LS: Limite Superior.

⁵⁶ Greener. Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre 2019.

⁵⁷ Greener. Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre 2019.

* O Relatório de AIR é um documento de trabalho da ANEEL, elaborado por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 50 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração com compensação local	% a.a.	LS: IPCA+7% MP: IPCA+4% LI: IPCA+2%	Intervalo que abrange as contribuições recebidas na AP n°01/2019, que são compatíveis com investimento de maior risco, rendimentos de aplicações em renda fixa ou poupança.
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração com compensação remota	% a.a.	LS: IPCA+12% MP: IPCA+8% LI: IPCA+6%	Intervalo que abrange as contribuições recebidas na AP n° 01/2019.
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração (para microgeração com compensação local)	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede	LS: 58% MP: 45% LI: 33%	Valores obtidos a partir das contribuições encaminhadas pela ABSOLAR, ABRADEE e Energisa à AP n° 01/2019.
Valoração da energia e capacidade evitada de geração	R\$/MWh	LS: 270 MP: 234 LI: 225	Valores com base nas contribuições da ABSOLAR, EPE, e no componente financeiro do mix de compra das distribuidoras (média Brasil). O benefício líquido é dado pela diferença entre esses valores e a componente de energia da TE, efeito observado no VPL total agregado de todos os custos e benefícios.

Demais premissas e considerações adotadas:

- Impostos – ICMS:** atualmente, todas as Unidades da Federação aderiram ao Convênio ICMS nº 16/2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. Isso significa que, em teoria, todos os Estados estariam aptos a aplicar a cobrança de ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada pela micro ou minigeração. Contudo, sabe-se que, em algumas localidades, houve um entendimento de que a cobrança de ICMS sobre a parte relativa à componente TUSD da tarifa de fornecimento se daria sobre todo o montante absorvido pela unidade consumidora da rede de distribuição. Tendo em vista que esse entendimento seria restrito somente a uma parcela dos Estados, optou-se, na análise, por considerar que a economia com Imposto Estadual se daria sobre a tarifa de fornecimento (TUSD + TE) na parcela da energia autoconsumida e, na parcela da energia injetada, essa economia se daria sobre as componentes de cada alternativa (Alternativas de 0 a 5) que valoram a energia injetada na rede. No que tange ao caso da minigeração remota, entende-se que, da redação atualmente vigente no Convênio nº 16/2015, a aplicação dos impostos deve obedecer às mesmas premissas do caso local.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 51 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Sabe-se, todavia, que as minigerações com potência superior a 1 MW e aquelas enquadradas como condomínios ou como geração compartilhada não estariam abarcadas pelo convênio. Para considerar esses efeitos, a AIR aqui presente deveria ser dividida em outras duas modalidades, aumentando consideravelmente sua complexidade. Além disso, mesmo que a análise fosse diferenciada, correr-se-ia o risco de se estabelecer regras diferentes para essas modalidades com o intuito de diminuir distorções criadas pelo modelo tributário. Nesse caso, entende-se que a ação da ANEEL, com o objetivo de não prejudicar o desenvolvimento da geração compartilhada ou dos condomínios, deverá ser no sentido de articular com os órgãos de Fazenda dos Estados de maneira a permitir que o mercado se desenvolva em equilíbrio.

- **Impostos – PIS/Cofins:** a aplicação da cobrança de PIS/Cofins no Sistema de Compensação obedece ao art. 8º da Lei nº 13.169/2015. Por se tratarem de tributos de natureza Federal, sua aplicação é isonômica em todos os Estados. Nesta AIR, assumiu-se a mesma premissa de economia com impostos adotada para o Imposto Estadual.
- **Tratamento das micro e minigerações instaladas até o final de 2019:** manutenção da regra atual (Alternativa 0) até o final do ano de 2030, conforme discorrido no item 8.3.4. A determinação de uma data fixa para mudança da regra se mostra menos complexa do ponto de vista operacional. Ademais, considerando o *payback* descontado atual da ordem de 4 a 5 anos, tal data garantiria, para entrantes até 2020, a permanência na Alternativa 0 por período consideravelmente superior ao *payback*.
- **Tratamento das micro e minigerações instaladas entre a aprovação das novas regras (2020) e a eventual modificação da forma de compensação:** aplica-se a regra que estiver vigente, sem período de manutenção garantido na regra de entrada, conforme discorrido no item 8.3.4. Verificou-se que o período de manutenção garantia um grande benefício apenas para os entrantes anteriores à mudança da regra, antecipando, inclusive, a data de mudança. Optou-se por alocar o risco de mudança ao próprio empreendedor, que deverá avaliar esse risco na sua decisão de investimento.
- **Consideração de todas as fontes permitidas pelo Sistema de Compensação:** os custos e características de instalação utilizados na AIR referem-se unicamente à fonte solar fotovoltaica por ser a mais típica (representando mais de 99% das conexões). Todavia, de maneira a se considerar o efeito das demais fontes no processo total, a potência média estimada e o mercado potencial foram definidos considerando-se todas as fontes atualmente participantes do Sistema de Compensação.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 52 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- **Tarifa binômia:** os cenários avaliados para a tarifação binômia⁵⁸ se restringem a considerar parte da componente TUSD Fio B como parcela fixa. Tendo em vista que a alternativa sugerida para o Sistema de Compensação (Alternativa 5) contempla apenas a componente de energia da TE, entende-se que a tarifação binômia não terá influência sobre o Sistema de Compensação – o consumidor com GD apenas deixará de pagar uma componente de forma volumétrica para paga-la de forma fixa.
- **Permanência do sistema após o fim da vida útil:** diferentemente da primeira versão da AIR, nas simulações assumiu-se que, findado o período estimado da vida útil do sistema (25 anos), o consumidor é excluído do sistema de compensação de energia. Tal premissa se justifica pelo fato de que os impactos que se desejam avaliar são aqueles causados pelos entrantes entre 2020 e 2035 e para a energia gerada nesse período.

163. Os impactos de cada opção de trajetória à Alternativa 5 foram calculados considerando que seria mantida a regra atual (Alternativa 0) até, no mínimo, a entrada em vigor das novas regras (início de 2020).

8.3.2.6 Resultados das análises quantitativas e discussões

- GD Local

164. A quantificação dos custos e benefícios apresentados no item 8.3.2.1, para todos os consumidores do setor elétrico, resulta em um Valor Presente Líquido – VPL para cada opção de trajetória à Alternativa 5 considerada. A análise de impacto sob a ótica tarifária resulta em um montante financeiro, não pago pelos consumidores com GD, que será redistribuído aos demais usuários – sendo que parte desse impacto recai sobre as distribuidoras. Tanto o VPL quanto o impacto são calculados ano a ano, e seu valor acumulado entre 2020 e 2035 é trazido para a referência de 2020.

165. A Figura 14 apresenta os resultados obtidos para a **Opção 1** de trajetória à Alternativa 5, em que não há alternativa intermediária – parte-se da Alternativa 0 para a Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para os anos de **2020 até 2025**. No eixo X são apresentados, ao invés dos anos, os valores de potência esperados, tendo em vista que a mudança da regra será acionada por nível de penetração da GD (potência instalada).

⁵⁸ Atividade 51 da Agenda Regulatória para o

* O Relatório de AIR é um documento da Agência.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

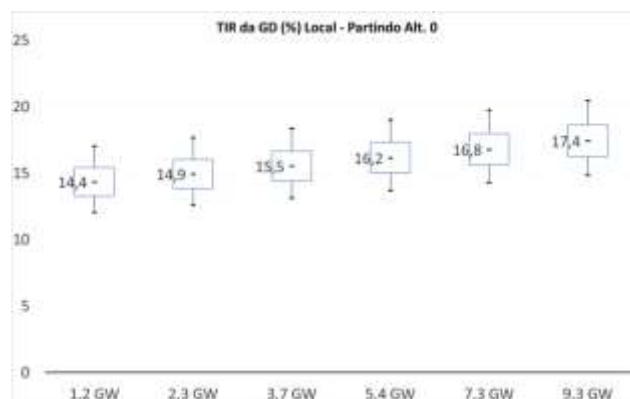
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

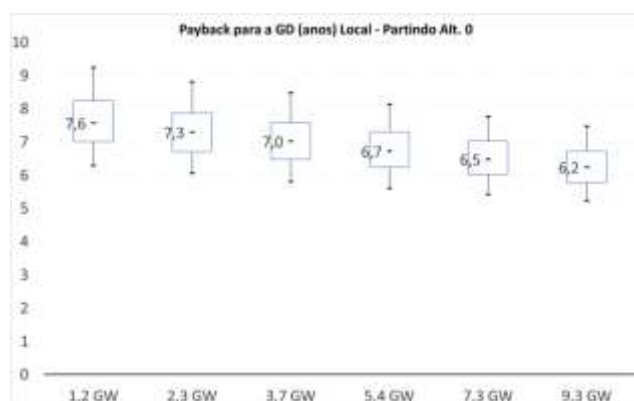
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



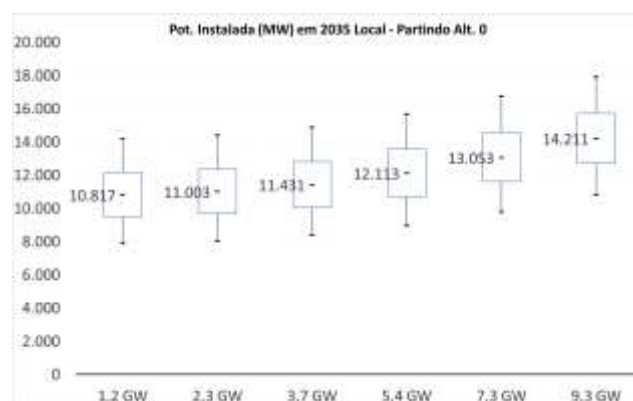
P. 53 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



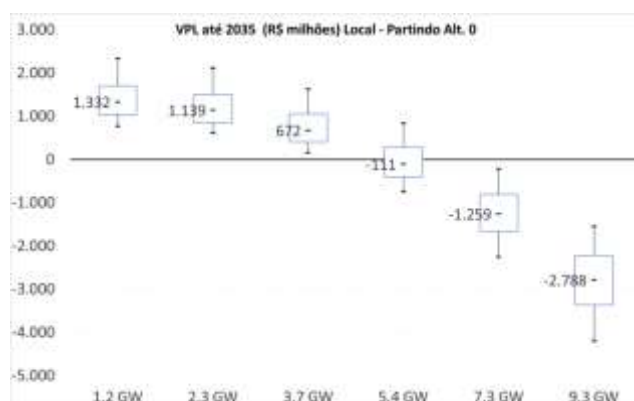
a) TIR da GD



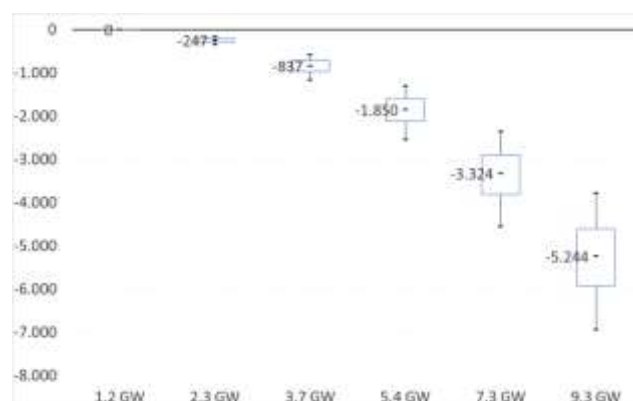
b) Payback da GD



c) Potência Instalada em 2035



d) VPL acumulado (de 2020 a 3035)



e) Impacto sob a ótica tarifária

Figura 14 – Resultados para a trajetória partindo da Alternativa 0.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS, LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>

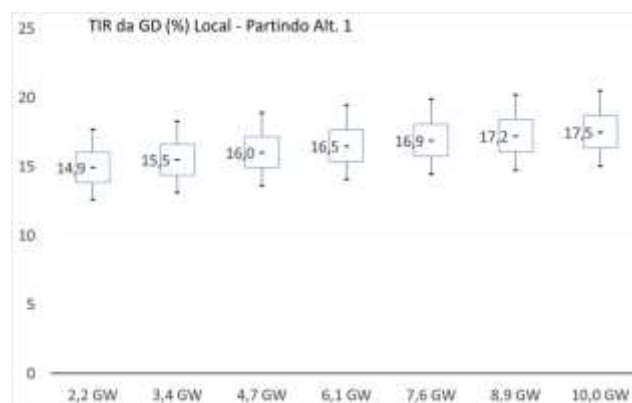


P. 54 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

166. Conforme se pode observar pela Figura 14.b, mesmo alterando-se para Alternativa 5 já no início da norma, em 2020, o valor mediano do *payback* descontado é de 7,6 anos. De acordo com a Figura 14.a, o valor provável para a TIR Real (já descontando a inflação) é de 14,4% ao ano, mostrando que a implantação de GD local nesse cenário permanece atrativa. Tal fato é reforçado pela projeção esperada da GD em 2020, que atingiria em torno de 10,8 GW de capacidade instalada em 2035 (Figura 14.c). Ainda conforme simulação, caso os benefícios potenciais da GD sob a perspectiva média se convertam em benefícios concretos, em 2020 há grande probabilidade (acima de 95%) de que o VPL do setor seja positivo (Figura 14.d), sem transferência de custos para os demais agentes (Figura 14.e).

167. Ao menos 95 % do impacto sob a ótica tarifária apresentado na Figura 14 se caracteriza em custo transferido aos demais consumidores (prejuízo a todos consumidores), a depender da data de alteração da alternativa e das datas de revisão tarifária da distribuidora. O percentual restante se traduz em redução da receita de distribuição (Parcela B) das distribuidoras (perda para as distribuidoras). Isso se deve ao fato de que somente no processo de revisão tarifária (a cada 4 ou 5 anos) as tarifas são reposicionadas considerando o novo custo de distribuição (Parcela B) e o mercado faturado, que no caso se reduz, resultando em aumento tarifário. Anualmente, nos reajustes tarifários esse risco de mercado é absorvido pela distribuidora.

168. A Figura 15 apresenta os resultados obtidos para a **Opção 2** de trajetória à Alternativa 5, em que se parte da Alternativa 1 quando iniciada a vigência da norma (em 2020) e altera-se para a Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para os anos de **2021 até 2027**. Já a Figura 16 apresenta os resultados obtidos para a **Opção 3** de trajetória à Alternativa 5, em que se parte da Alternativa 2.



a) TIR da GD

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

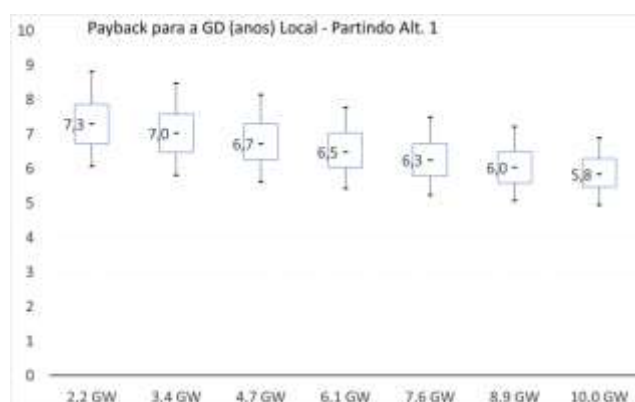
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

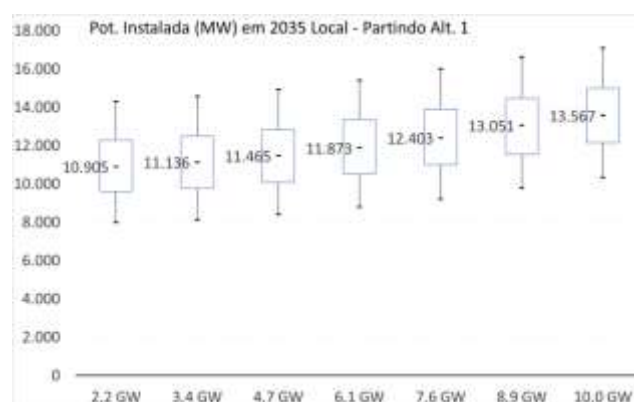
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



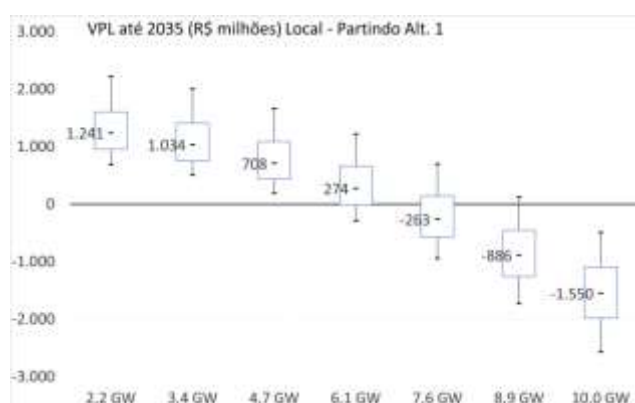
P. 55 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



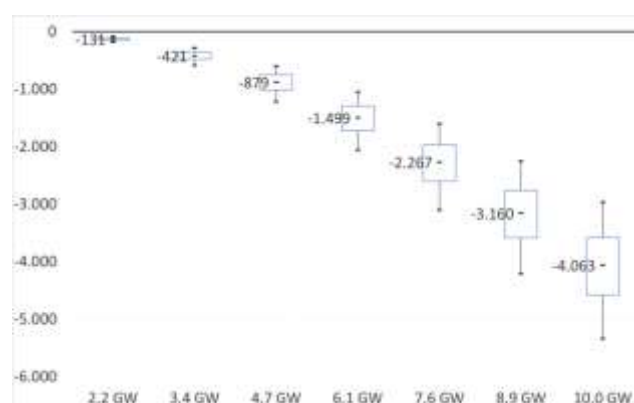
b) Payback da GD



c) Potência Instalada em 2035

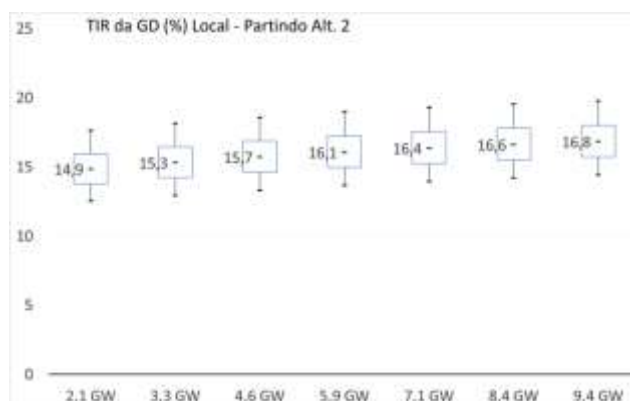


d) VPL acumulado (de 2020 a 2035)



e) Impacto sob a ótica tarifária

Figura 15 – Resultados para a trajetória partindo da Alternativa 1.



a) TIR da GD

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 56 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

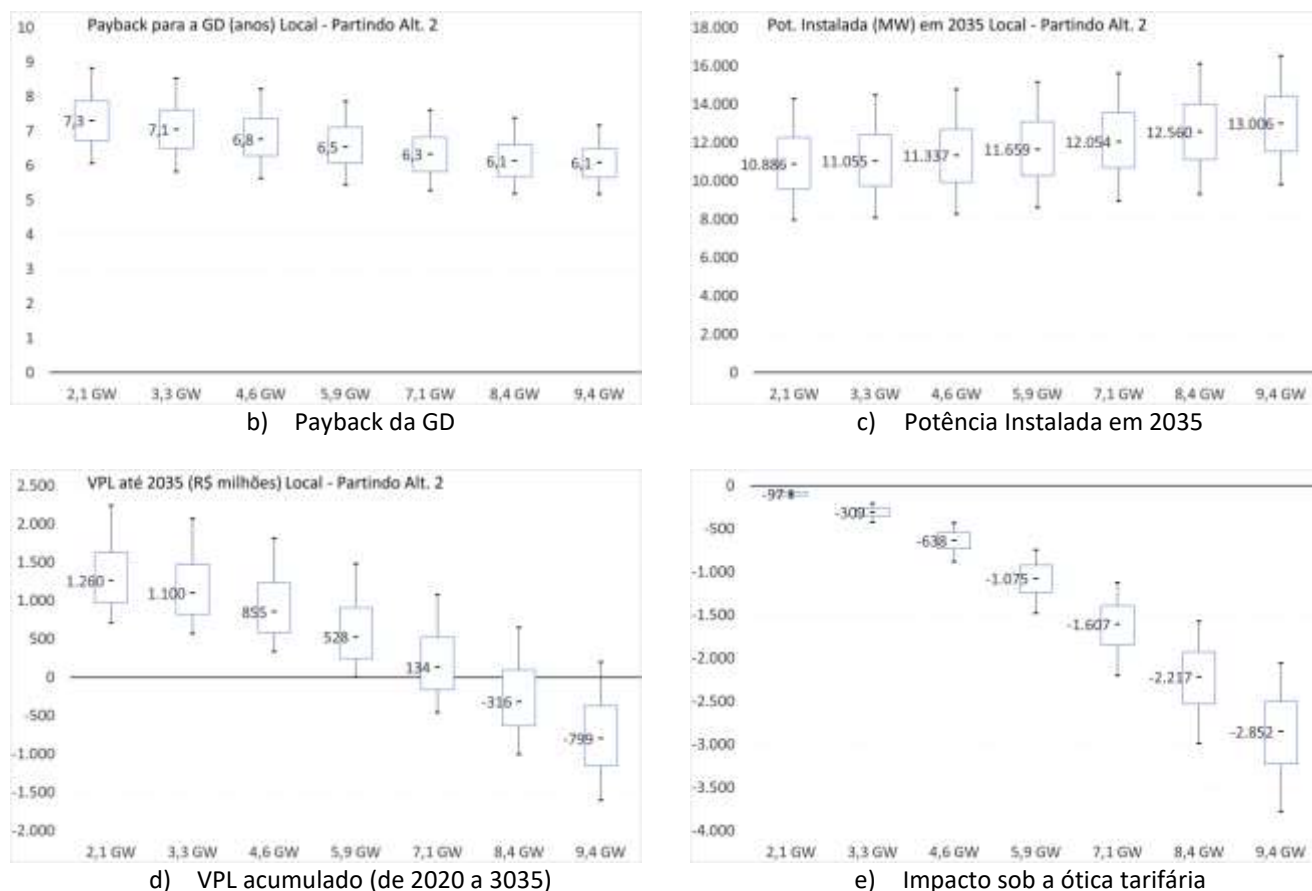


Figura 16 – Resultados para a trajetória partindo da Alternativa 2.

169. Destaca-se que caso a Alternativa 2 seja inicialmente aplicada, seguida da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de 5,9 GW (assumindo-se que até 2020 seria atingida a marca de 1,2 GW de GD Local), haveria uma transferência de custos sob a ótica tarifária da ordem de R\$ 1 bilhão (Figura 16.e) durante o período de análise, mas com 95% de probabilidade de VPL positivo para o setor (Figura 16.d). Nesse cenário, o valor mediano do *payback* da GD que se instala quando a Alternativa 5 passa a vigorar (pior caso) é de 6,5 anos, havendo uma expectativa de que em 2035 serão instalados em torno de 11,7 GW de GD Local.

170. Por fim, a Figura 17 apresenta os resultados obtidos para a **Opção 4** de trajetória à Alternativa 5, em que se parte da Alternativa 3 quando iniciada a vigência da norma (em 2020) e altera-se para a Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para os anos de **2021 até 2027**.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

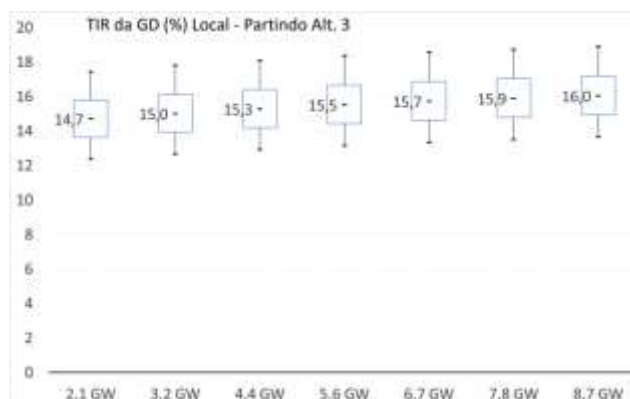
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

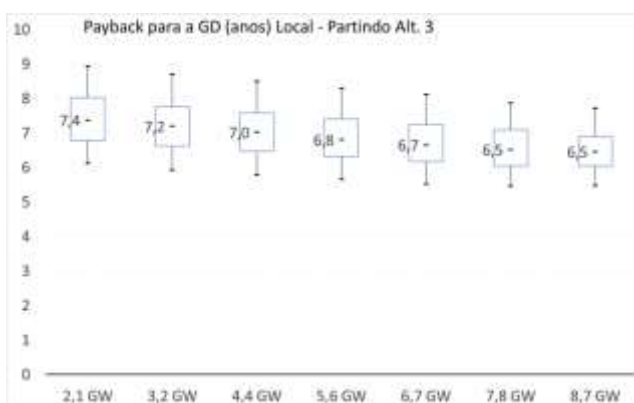
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



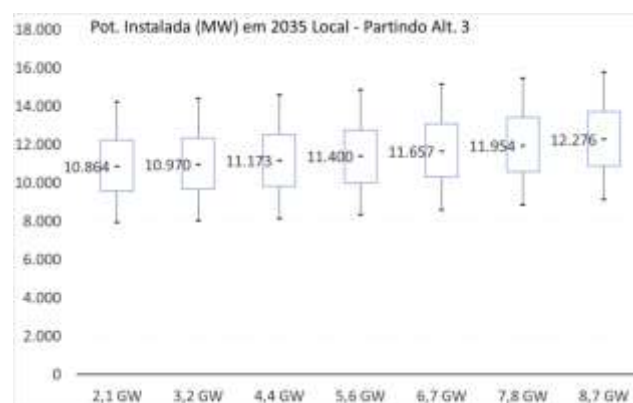
P. 57 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



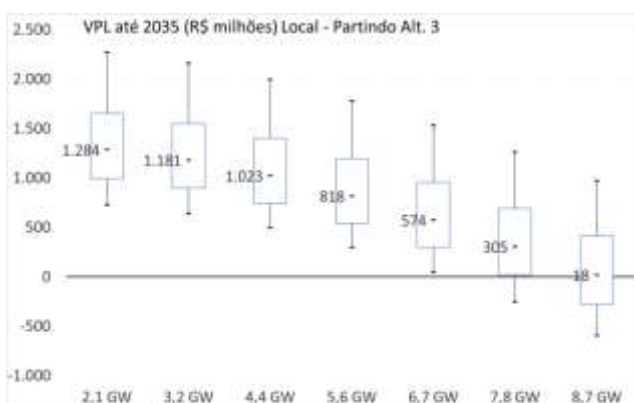
a) TIR da GD



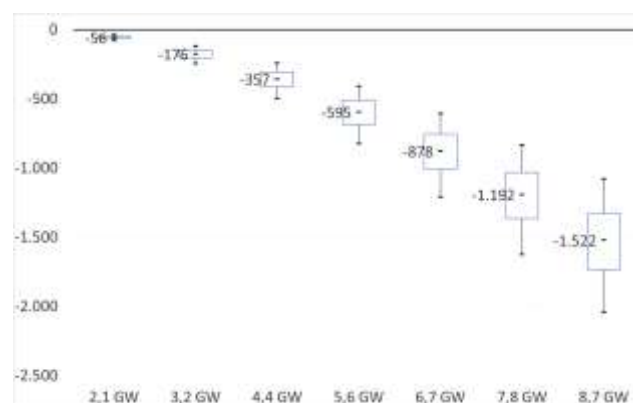
b) Payback da GD



c) Potência Instalada em 2035



d) VPL acumulado (de 2020 a 2035)



e) Impacto sob a ótica tarifária

Figura 17 – Resultados para a trajetória partindo da Alternativa 3.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 58 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

171. Observando-se a Figura 14 à Figura 17, é possível verificar que a aplicação da Alternativa 5 em comparação à manutenção da Alternativa 0 ou à aplicação das Alternativas 1, 2 e 3 leva aos maiores valores de VPL e aos menores valores de redistribuição de custos entre os demais consumidores. Esse resultado aponta que a análise quantitativa corrobora a análise conceitual tarifária no sentido de que se deve caminhar para a adoção da componente de energia da TE para valorar a energia injetada pela micro e minigeração distribuída.

172. Observa-se também que, ao se estabelecer uma alternativa intermediária (Alternativas 1, 2 ou 3 partindo de 2020), a aplicação da Alternativa 5 pode ser postergada gerando impactos e valor de VPL comparáveis a um cenário em que ela é aplicada partindo-se da Alternativa 0.

173. Conforme se pode verificar nas figuras apresentadas, há algumas possibilidades de trajetória que resultam em VPL positivo (com baixo risco de valores negativos) e que implicam em impacto reduzido sob o ponto de vista tarifário, tendo em vista o período em que esse impacto se dará.

174. Dessas possibilidades, opta-se pela trajetória partindo-se da Alternativa 2 (Figura 16), em que o consumidor, a partir da vigência da norma, deixa de compensar as componentes TUSD Fio B e TUSD Fio A, alterando para a Alternativa 5 quando atingida a potência de 5,9 GW. A aplicação de uma alternativa intermediária à Alternativa 5 permite um processo de transição mais suave, com valores de *payback* atrativos, que permitam a continuidade da inserção da GD com altas chances de que benefícios líquidos sejam trazidos para o setor como um todo, atendendo assim ao princípio da proporcionalidade. Além disso, os cálculos indiquem que o mercado de GD continuaria se desenvolvendo de forma saudável e a adoção de uma alternativa intermediária evita que uma mudança brusca possa provocar efeitos imprevistos e indesejáveis para a geração de pequeno porte, residencial e comercial (que atualmente não se viabilizam em outro ambiente, além do proporcionado pela REN n° 482/2012).

175. A evolução do *payback* a depender do ano de implantação da GD e a estimativa de evolução da potência instalada ao longo dos anos são apresentadas na Figura 18, para a opção de trajetória elencada - considerando-se os valores mais prováveis das variáveis estocásticas. A Figura 18.a mostra um comportamento estável do *payback* até 2024, quando há expectativa de entrada da Alternativa 5 (conforme projeção), e uma subsequente queda devido à redução de custo dos sistemas de geração. Já a Figura 18.b mostra o crescimento contínuo da potência instalada ao longo dos anos, evidenciando que a opção de trajetória elencada permite um crescimento sustentável da geração distribuída no país.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 59 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

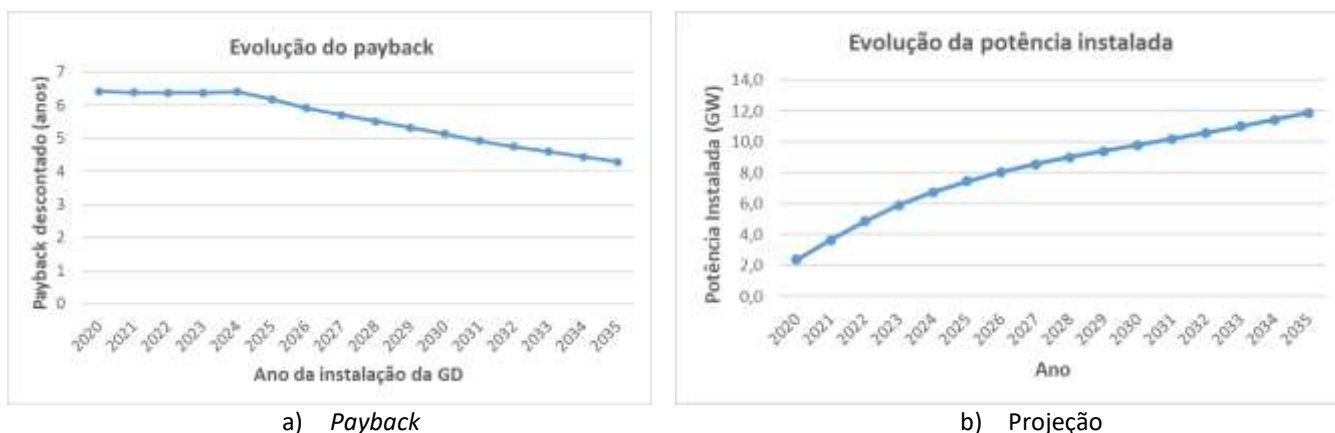


Figura 18 – Resultados para GD Local conforme opção de trajetória elencada.

- GD Remota

176. Para o caso da GD Remota, a Figura 19 apresenta os resultados obtidos para a **Opção 1** de trajetória à Alternativa 5. Nessa trajetória, parte-se da Alternativa 0 para a Alternativa 5 quando atingida a potência esperada para os anos de 2020 até 2027.

177. Nas simulações, quando o *payback* ultrapassa o tempo de vida útil do sistema solar fotovoltaico, ele é fixado em 26 anos, indicando que a implantação do empreendimento não é viável do ponto de vista econômico. A Figura 19.a apresenta o *payback* para sistemas instalados no momento em que a Alternativa 5 entra em vigor. Na referida figura pode ser observado que a instalação da minigeração remota consegue um *payback* (valor mais provável) inferior à vida útil somente a partir de 2026. A penetração da GD remota é comprometida pelos valores de *payback* verificados, como se pode ver pela Figura 19.b.

178. Outra observação importante é que postergação da aplicação da Alternativa 5 para GD Remota tem o efeito de incentivar apenas os entrantes que conseguem usufruir da Alternativa 0 por algum tempo, trazendo custos para o setor. Quando a Alternativa 5 entra em vigor há poucos interessados em instalar o sistema de geração, e os benefícios potenciais da GD não são revertidos para o setor. Tal observação pode ser confirmada na Figura 20, que mostra o *payback* e a projeção da GD ao longo do tempo (utilizando-se os valores mais prováveis das variáveis estocásticas), para a situação em que a Alternativa 5 é aplicada com 2,5 GW de potência instalada (o que se espera que ocorra no ano de 2027).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento de trabalho. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 60 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

179. A Figura 20 mostra que a instalação de GD se dá essencialmente entre 2020 e 2025, em que o consumidor consegue ter um fluxo de caixa na Alternativa 0 de forma a garantir o retorno do seu investimento em detrimento de provocar custos para o setor. Nos anos que se aproximam de 2027 o interesse pela instalação de GD Remota se reduz e o mercado tem um período de estagnação. Há uma expectativa de que em 2035 tenham em torno de 2,5 GW de potência instalada, causando um impacto da ordem de 3,2 bilhões de reais aos demais usuários da rede (Figura 19.e) – enquanto na proposta da GD Local o impacto seria da ordem de R\$ 1 bilhão para 11,7 GW de potência instalada em 2035, conforme Figura 16.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

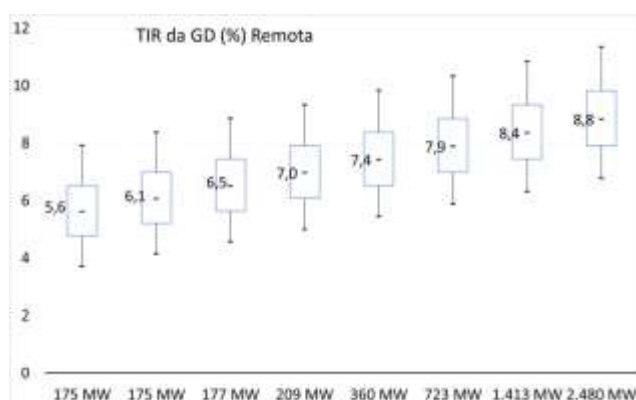
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

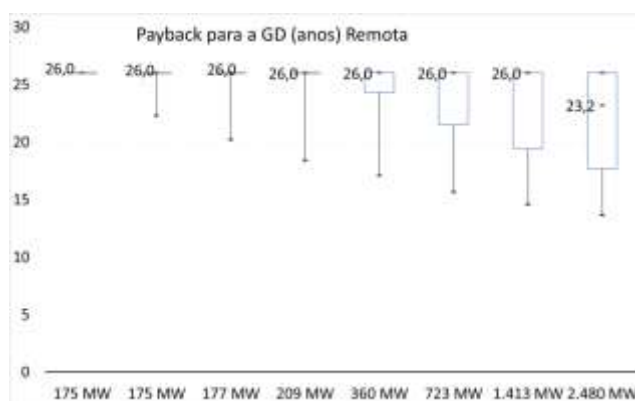
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



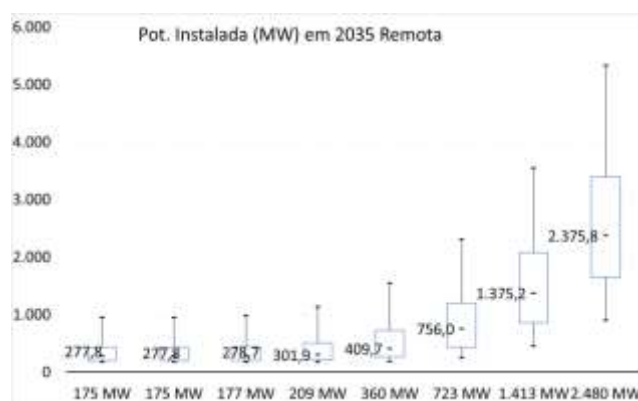
P. 61 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



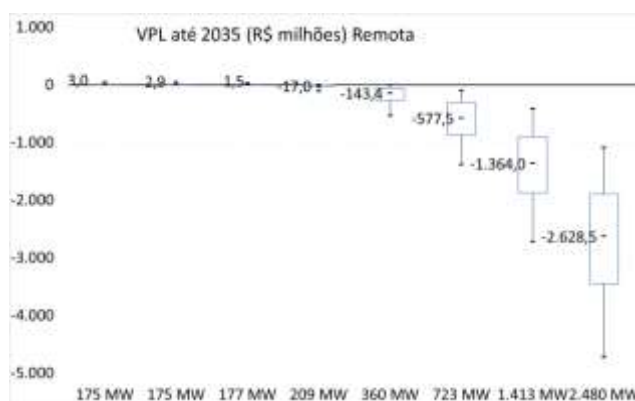
a) TIR da GD



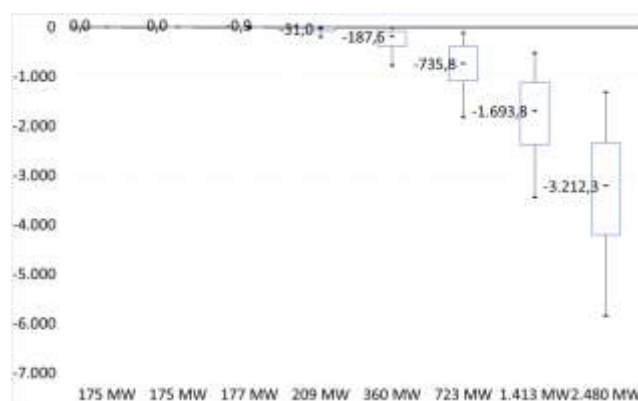
b) Payback da GD



c) Potência Instalada em 2035



d) VPL acumulado (de 2020 a 2035)



e) Impacto sob a ótica tarifária

Figura 19 – Resultados para a trajetória partindo da Alternativa 0.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 62 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

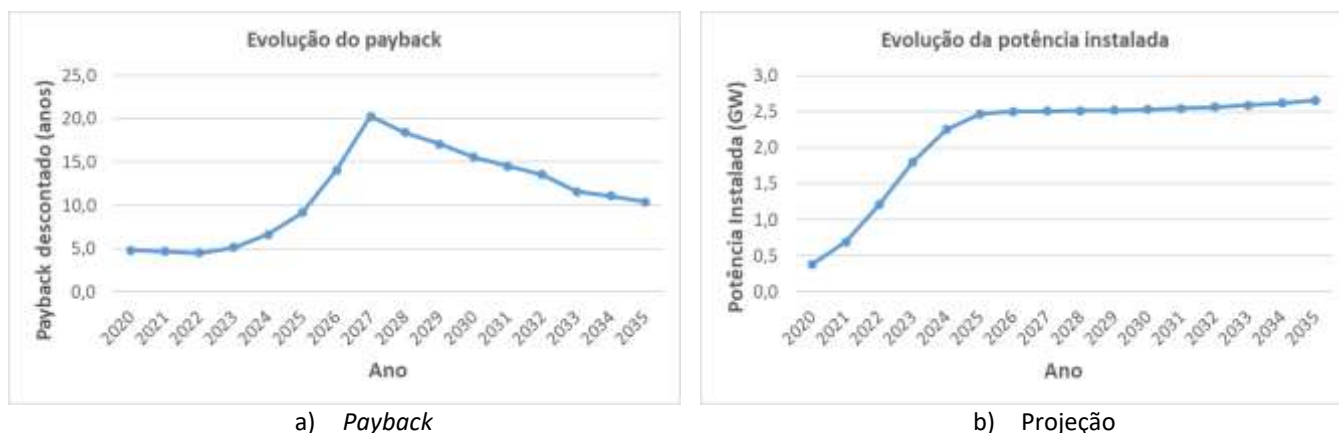


Figura 20 – Resultados para a GD Remota partindo-se da Alternativa 0 e alterando-se para a Alternativa 5 no ano de 2027 (2,5 GW).

180. Tendo em vista que a aplicação da Alternativa 5 é pouco atrativa mesmo quando postergada para o ano de 2027, a aplicação de alternativas intermediárias é menos atrativa ainda, apesar de reduzir os impactos causados pela GD aos demais usuários. A Figura 21 mostra três opções de trajetória, partindo-se das Alternativas de 1 a 3 em 2020 (quando iniciada a vigência da norma) e alterando-se para a Alternativa 5 quando atingida a potência esperada no ano de 2027.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

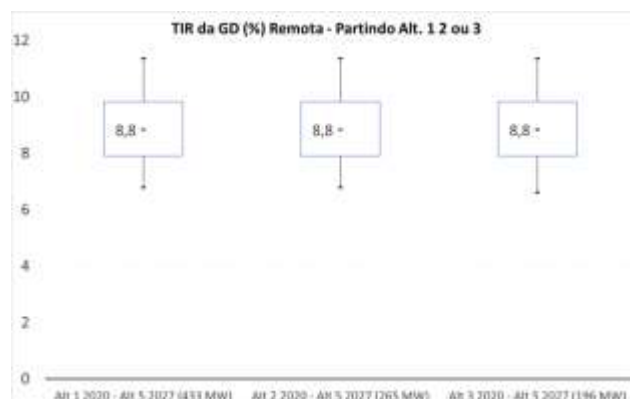
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

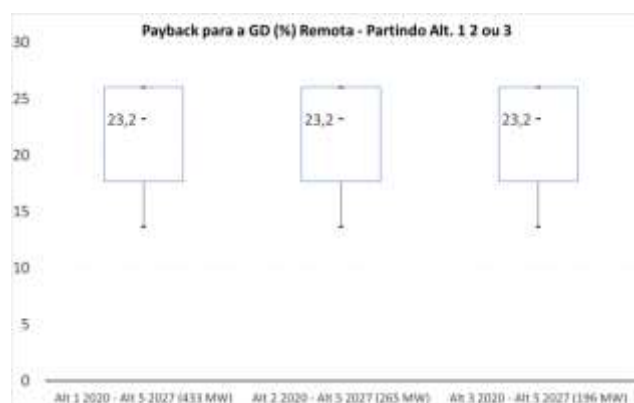
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



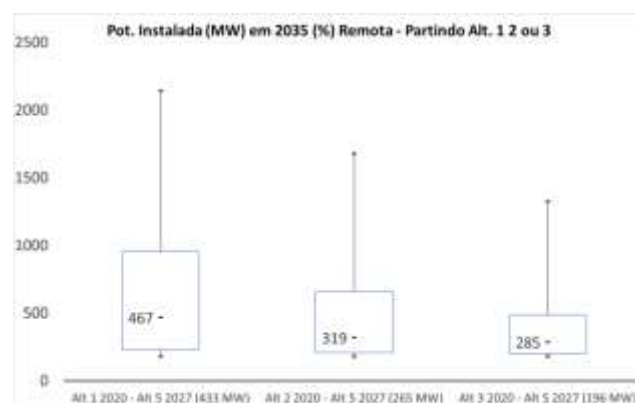
P. 63 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



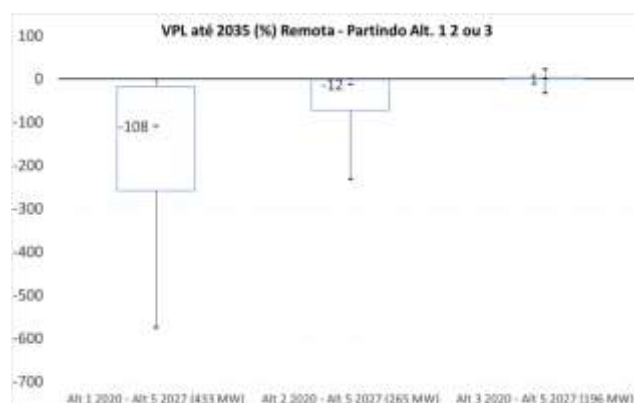
a) TIR da GD



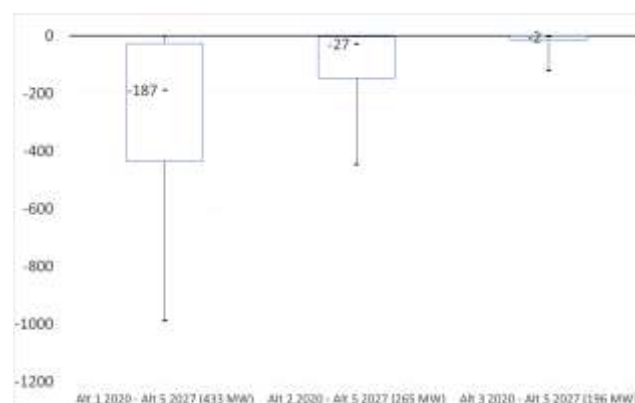
b) Payback da GD



c) Potência Instalada em 2035



d) VPL acumulado (de 2020 a 2035)



e) Impacto sob a ótica tarifária

Figura 21 – Resultados para a trajetória partindo das Alternativas 1, 2 ou 3.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 64 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

181. Os resultados obtidos para a GD Remota, utilizando os dados recebidos em contribuições de agentes do setor de geração distribuída, mostram que a postergação da Alternativa 5 é bastante prejudicial aos demais usuários, podendo gerar um custo da ordem de R\$ 3 bilhões (caso sua aplicação seja postergada para o ano de 2027, partindo-se da Alternativa 0). Na melhor das hipóteses, a implementação da Alternativa 5 de forma imediata geraria um VPL próximo de zero ao setor. Por outro lado, mesmo postergando a Alternativa 5 para a GD, esta tecnologia ainda teria *payback* elevado, da ordem de 23 anos, em comparação à vida útil do equipamento, da ordem de 25 anos, ou seja, não é a postergação que determinará a viabilização e atratividade da GD remota.

182. Nesse sentido, opta-se pela aplicação imediata da Alternativa 5 (quando iniciada a vigência da norma), suprimindo, no âmbito do Sistema de Compensação de Energia, a transferência de custos dos consumidores com GD para os demais usuários da rede.

183. De todo modo, observa-se que mesmo com a Alternativa 5 entrando em vigor em 2020, sistemas de geração eficientes, bem localizados na rede e com baixo custo de acesso podem se tornar viáveis nesse contexto. Para exemplificar essa afirmação, foi calculado o *payback* de um sistema cujo custo de instalação é de R\$ 3.057/kW (valor retirado do Relatório da Greener para o 2° semestre de 2019⁵⁹, considerando sistemas de 500 kW), com um custo de acesso nulo (casos em que o ERD cobre a totalidade dos custos de acesso), um custo de operação e manutenção de 1% a.a. em relação ao investimento inicial, e um custo de capital de 6% a.a além da inflação. Essa simulação resulta em um *payback* descontado de 14 anos para entrantes em 2020, com redução ao longo dos anos devido à queda do custo desses sistemas. Vale lembrar que o sistema remoto puro (sem carga) passará a pagar, conforme nova proposta de contratação do uso da rede, uma tarifa de uso condizente com a de um gerador de energia (mesmo que a ele não se aplique o desconto de fonte incentivada, por se tratar de um consumidor cativo).

184. Adicionalmente, há de se ressaltar que os sistemas de geração distribuída remota podem ser utilizados em outros modelos de negócio (venda de energia em leilões, autoprodução, etc.), que também são viáveis para essa modalidade.

8.3.3 Potência de acionamento para mudança da regra – GD Local

185. Um dos pontos de discussão desta AIR é o momento adequado para a alteração do modelo do sistema de compensação, que pode ser uma data ou de acordo com a quantidade da potência instalada da geração distribuída.

⁵⁹ Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2° Trimestre de 2019, disponível em:

<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-n> ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 65 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

186. Estabelecer uma data é uma solução de fácil controle, uma vez que todos os interessados saberão de forma simples e transparente o momento da alteração do modelo; e de fácil execução, principalmente, por parte das distribuidoras. Por outro lado, considerando que o ano será estabelecido de acordo com a projeção da potência instalada, externalidades podem influenciar na quantidade de conexões, seja ocasionando valores superiores ou inferiores à projeção. Dessa forma, há o risco de se manter um modelo que estimule a conexão de geração, mesmo já tendo atingido a potência estimada, bem como o risco de se alterar o modelo, mesmo não havendo o suficiente desenvolvimento do mercado. De qualquer forma, estabelecer uma data possui o alto risco de a potência instalada real divergir da projetada. Outra desvantagem é a concentração de uma elevada quantidade de conexões em determinados estados e regiões. Atualmente, o maior número de conexões encontra-se nas regiões Sudeste e Sul, e a opção de uma data pode manter ou aumentar a discrepância entre as concessões, não só do ponto de vista das conexões como também da própria distribuição dos custos aos demais usuários.

187. Já a alteração do modelo de acordo com a potência instalada garante a permanência do sistema de compensação até um valor de geração distribuída cujos efeitos já foram considerados. Também, possibilita estabelecer um limite de potência por distribuidora, o que levaria a uma disseminação mais homogênea da geração distribuída e do compartilhamento dos benefícios e custos entre os usuários sem GD em todo o país. Ao se saturar a capacidade em uma região, os instaladores e empresas do setor de GD buscarão fomentar o mercado em distribuidoras em que a regra ainda não mudou, uniformizando o nível de penetração de GD entre os estados. Isso possibilita o amadurecimento igualitário do mercado de GD em todas as distribuidoras, fazendo com que os benefícios da tecnologia sejam percebidos em todo o sistema de distribuição.

188. Entretanto, isso fará com que coexistam regras diferenciadas do Sistema de Compensação entre concessionárias. Todavia, esse problema seria temporário, até que todas as empresas atinjam o patamar de referência, pois se julga ser um critério mais isonômico conforme explicado anteriormente. Além disso, utilizar uma referência em termos de potência exige um monitoramento da potência instalada nas distribuidoras, por meio da consolidação das informações em um banco de dados fidedigno com a realidade, e que seja disponibilizado de forma pública e de fácil acesso⁶⁰.

⁶⁰ Nesse contexto, destaca-se a importância do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD (<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>). Da mesa forma, destaca-se a necessidade de que as distribuidoras cumpram com as obrigações de enviar os dados à ANEEL, e que isso seja feito de forma tempestiva e com a devida correção. A seguir, o debate sobre o acompanhamento dos dados pelo SISGD será retomado neste texto.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU e LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
 CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.asp>



P. 66 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

189. Outra desvantagem da aplicação de uma referência por potência diz respeito à falta de uma data objetiva, para o empreendedor que instala GD, de quando a regra mudaria. Ao instalar GD, o consumidor espera determinado nível de retorno do investimento, que está diretamente relacionado com a regra de compensação a ser aplicada. Sem saber exatamente quando o patamar de referência será acionado na distribuidora em que está instalado, o consumidor não saberá quando a regra mudaria e, conseqüentemente, teria dificuldades em estabelecer o retorno para o investimento em GD. No entanto, entende-se que esse risco é mitigado por meio da transparência e divulgação dos dados mensais relativos à potência instalada, prevenindo o fator surpresa da mudança da regra. De todo o modo, para a GD Local (caso em que o consumidor enfrentará essa incerteza sobre a mudança da regra), mesmo a Alternativa 5 mostra-se viável e permite valores de *payback* e TIR atrativos na maioria dos casos.

190. Em resumo, para ajudar a decidir qual o melhor critério de mudança da regra, listaram-se vantagens e desvantagens de cada possibilidade:

Tabela 7 – Critério de referência para a mudança da alternativa de valoração da energia injetada (vantagens e desvantagens)

<i>Critério de gatilho</i>	<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Data (ano fixo)	<ul style="list-style-type: none"> - Facilidade de acompanhamento - Padronização em todo o país - Previsibilidade 	<ul style="list-style-type: none"> - Risco de evolução muito rápida (ou muito lenta) do mercado de GD, em descompasso com as projeções - Mudança brusca da regra
Potência Instalada (GW fixo)	<ul style="list-style-type: none"> - Garantia de alcance do mercado desejável - Possibilidade de regionalização - Mudança gradual da regra - Distribuição homogênea de custos e benefícios 	<ul style="list-style-type: none"> - Dificuldade de acompanhamento - Falta de padronização entre as distribuidoras - Necessidade de acompanhamento e divulgação dos dados de forma célere e eficaz

191. Do exposto, entende-se que as desvantagens de adotar a potência instalada como critério de mudança da regra são mitigáveis e, além disso, o gatilho de acordo com a potência é a solução que traz mais benefícios. Portanto, propõe-se, para a GD com compensação local, que a mudança para a Alternativa 5 se dê quando for atingida a potência total de 4,7 GW além do que já estiver instalado quando da publicação da nova norma, divididos por distribuidora de maneira proporcional a seu mercado de consumo do grupo B e subgrupos A4 e A3a. Nas projeções da ANEEL, haveria uma potência de 1,2 GW de GD local até a entrada em vigor da nova resolução, de modo que a regra seria alterada quando se atingisse 5,9 GW nessa modalidade (projeta-se que a geração estimada para essa potência representará aproximadamente 3% a 4% do mercado brasileiro de baixa tensão à época).

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da ANEEL. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
 Agência. VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 67 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

8.3.4 Tempo de permanência na regra de entrada

192. Na proposta da primeira versão da AIR, o tempo de permanência na regra anterior para entrantes anteriores à vigência da norma era de 25 anos e para aqueles que entrassem após a vigência da norma, mas antes da mudança da regra, seria de 10 anos a partir da data de conexão do empreendimento de geração.

193. Verificou-se que o período de permanência de 10 anos garantia um grande benefício apenas para os entrantes anteriores à mudança da regra, antecipando, inclusive, a data de mudança, com a redução do patamar de potência em que a mudança da regra se torna necessária – isso porque os custos causados pelos entrantes com período de permanência são maiores do que os custos causados por entrantes sem tempo de permanência.

194. Nesta nova versão da AIR, propõe-se, para os sistemas de GD Local cuja solicitação de acesso for formulada após a publicação da norma, que seja aplicada a regra vigente na ocasião, sem período de permanência garantido na regra de entrada. Entende-se que não faz sentido assegurar uma regra muito benéfica a poucos (para os entrantes que usufruíam do tempo de permanência) e antecipar a vigência da Alternativa 5. É mais oportuno postergar a aplicação da Alternativa 5, eliminando o tempo de permanência.

195. Já para os sistemas cuja solicitação de acesso for formulada em data anterior à publicação da norma, propõe-se a manutenção da regra vigente até o ano de 2030, em lugar dos 25 anos da data de conexão. Entende-se que a determinação de uma data fixa para mudança da regra se mostra menos complexa do ponto de vista operacional. Ademais, considerando o *payback* descontado atual da ordem de 4 a 5 anos, tal data garantiria, para entrantes até 2020, a permanência na Alternativa 0 por período consideravelmente superior ao *payback*. Nesse ponto os pioneiros, que instalaram seus sistemas em uma fase incipiente da aplicação da REN n° 482/2012, poderão usufruir de um tempo maior na Alternativa 0. Isso assegura os direitos dos que já estão conectados, o retorno do investimento, a previsibilidade regulatória e a segurança jurídica.

8.4 Resumo da alternativa escolhida

196. Para o caso da micro e minigeração local (compensação dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados (da ordem de R\$ 23 bilhões em 15 anos) para os consumidores que optarem por não instalar geração própria, sendo insustentável manter a situação atual por longo período de tempo.

197. A proposta elencada para o Sistema de Compensação da **GD Local** é resumida adiante e ilustrada na Figura 22:

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 68 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

- Consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até o final de 2030 (31/12/2030);
- Consumidores que formularem solicitação de acesso após a publicação da norma: seria aplicada a Alternativa 2 (em que não são compensadas as componentes TUSD Fio B e Fio A), alterando para a Alternativa 5 (compensação apenas da TE Energia) quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW⁶¹.

198. Com essa proposta espera-se que 11,7 GW sejam instalados até 2035, com uma redistribuição de custos aos demais agentes da ordem de R\$ 1 bilhão no período de análise (sendo que cerca de 95% desse valor é arcado pelos demais usuários da rede e 5% pela distribuidora). Por outro lado, há 95% de probabilidade de que o setor tenha um VPL positivo, diante dos potenciais benefícios da GD.

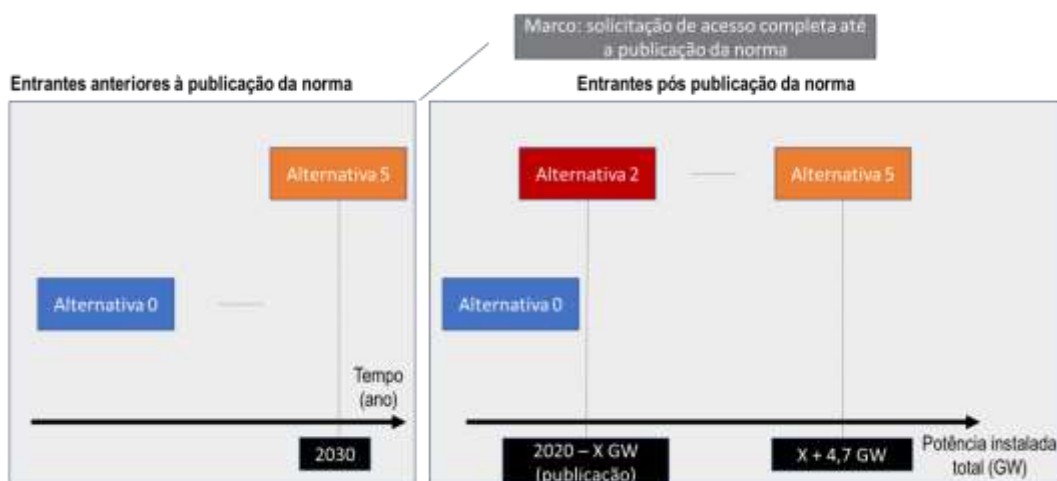


Figura 22 – Regra proposta para a GD Local.

199. No caso da **GD Remota** a manutenção da regra vigente para o Sistema de Compensação, associada à nova proposta de contratação do uso da rede para minigeradores, levaria a um custo da ordem de R\$ 32 bilhões em 15 anos para os demais usuários. Para esse modelo, tem-se a seguinte proposta (Figura 23), que busca eliminar esse custo:

- Consumidores já existentes e aqueles que formularem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos até o final de 2030 (31/12/2030).
- Consumidores que formularem solicitação de acesso após a publicação da norma: seria aplicada a Alternativa 5 (compensação apenas da TE Energia).

⁶¹ Estimado total em 5,9 GW.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

P. 69 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.



Figura 23 – Regra proposta para a GD Remota.

200. É importante lembrar que, com essa estratégia, os custos aos demais consumidores em virtude da aplicação do Sistema de Compensação passariam de R\$ 55 bilhões (caso fosse mantida a regra atual para GD Local e Remota) para algo em torno de R\$ 1 bilhão (distribuídos ao longo de todo o período analisado – 2020 a 2035), com uma alta expectativa de que o setor como um todo tenha um VPL positivo, diante dos benefícios potenciais da GD. É importante destacar que o custo da energia gerada de maneira simultânea ao consumo não foi considerado nas análises, tendo em vista que essa parcela não participa do Sistema de Compensação de Energia. Sabe-se que em um contexto de tarifas volumétricas o autoconsumo tem o potencial de impactar a tarifa dos demais consumidores. No entanto, entende-se que o autoconsumo não deve ser desincentivado e que os seus impactos devem ser tratados por meio da regulação econômica.

201. Também foram calculados os impactos sob a ótica tarifária causados pela permanência na Alternativa 0, no período de 2020 até 2030, dos sistemas instalados antes da publicação do novo regulamento – destacando-se que tais impactos não foram considerados nas análises de escolha da opção de trajetória até a Alternativa 5. Caso as projeções realizadas pela ANEEL se concretizem, com 1,2 GW instalados de GD Local e 175 MW de GD Remota até a publicação do novo regulamento, estima-se um impacto de R\$ 2,2 bilhões relativo à GD Local e de R\$ 600 milhões relativo à GD Remota – calculados para o período de 2020 a 2035, trazidos para a referência de 2020. Se o prazo de 2030 fosse estendido até 2035, os impactos aumentariam para R\$ 2,7 bilhões e R\$ 750 milhões, respectivamente. Vale destacar que tais impactos foram calculados apenas para a energia injetada na rede (considerando-se o valor mais provável de simultaneidade entre geração e consumo constante na Tabela 6), assumindo-se que toda a geração é a partir de fonte solar.

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento da Agência. JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS

LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 70 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

8.5 Mapeamento de riscos e formas de mitigação

202. Ao longo dos estudos realizados nessa AIR foram mapeados alguns aspectos que poderiam impactar o desenvolvimento da Geração Distribuída, assim como formas de mitigar esses efeitos.

203. Um dos riscos identificados foi a possibilidade de o crescimento realizado do mercado de Geração Distribuída apresentar uma diferença significativa em relação ao crescimento projetado. Para mitigar os efeitos desse aspecto, propõe-se que o critério de mudança da regra se dê por potência total instalada, conforme apresentado anteriormente⁶².

204. Identificou-se também o risco de a valoração feita dos custos e benefícios decorrentes da Geração Distribuída não representar de forma adequada as condições reais. A adoção de premissas inadequadas, a utilização de valores que não reflitam a realidade nas variáveis, assim como a possibilidade de erros de cálculo podem ter impactado os resultados apresentados. No entanto, entende-se que parte significativa desses riscos foi amenizada com a análise de Monte Carlo, que levou em consideração as incertezas dos dados de maior impacto nas simulações. Além disso, as contribuições recebidas na AP n° 01/2019 mitigaram as possibilidades de erros de cálculo, já apontados pelos agentes naquela ocasião.

9 Acompanhamento e fiscalização

205. Na Consulta Pública n° 10/2018 foram questionadas as formas de acompanhamento do regulamento (Questão n° 7), sendo enviadas 36 respostas, de um total de 11 diferentes entidades.

206. De forma geral, as contribuições abordaram a necessidade do acompanhamento das reclamações, existindo proposta para a ANEEL criar um canal específico para coleta e tratamento de reclamações relacionadas à geração distribuída. Outro ponto recorrente foi o tempo médio de atendimento para a instalação dos sistemas, que deve ser acompanhado pela Agência. Também houve a sugestão de se monitorar a quantidade de energia injetada na rede da distribuidora ao invés da potência instalada; a quantidade de créditos acumulados e os já expirados, o que auxiliaria na avaliação da dificuldade enfrentada pelos consumidores que possuem geração distribuída para efetuar a compensação; o *payback* dos sistemas; e a redução de gases de efeito estufa.

207. Na AP n° 01/2019 também foram encaminhadas contribuições sugerindo que o acionamento da mudança da regra se dê quando atingido determinado percentual do mercado de energia da distribuidora, a exemplo do que se aplica em alguns estados norte-americanos. A potência instalada por si só não seria um bom indicador do impacto da GD.

⁶² Aqui, novamente destaca-se a importância do SISCOD e do envio de dados pelas distribuidoras.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 71 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

208. Foram também encaminhadas contribuições sugerindo maior atuação da ANEEL diante dos atrasos e da conduta das distribuidoras no processo de acesso da GD, com a inclusão de multas e penalidades que incentivem a melhoria no atendimento. Algumas empresas propuseram que as distribuidoras dessem publicidade às etapas de acesso e à relação dos empreendimentos em cada uma dessas etapas, de forma a evitar que alguns consumidores sejam favorecidos e outros penalizados a depender de tratamento diferenciado da distribuidora.

209. A seguir são levantados os pontos a serem monitorados ao longo do tempo (e a forma de monitoramento), no intuito de se avaliar se a regra proposta de fato atingiu os objetivos inicialmente pretendidos. Além disso, a potência instalada é um dado primordial a ser monitorado, uma vez que ela definirá a mudança do Sistema de Compensação de Energia para a GD Local.

9.1 Acompanhamento da potência instalada para alteração da valoração da energia injetada

210. Sobre o acompanhamento da potência instalada, as distribuidoras já enviam, até o dia 10 de cada mês, registro contendo os dados das unidades consumidoras com geração distribuída que entraram em operação no mês anterior. Tais informações são armazenadas no Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD e disponibilizadas na página da ANEEL, cujos dados⁶³ foram compilados de modo a possibilitar o fácil acesso à informação pela população.

211. Em relação à necessidade de informações fidedignas relatada nas contribuições, os dados informados pelas distribuidoras somente são armazenados no SISGD após uma análise simples de consistência realizada pelo próprio sistema. Porém, como o valor da potência instalada será uma variável essencial para o processo, a ANEEL pode comparar as informações existentes na Base de Dados Geográfica das Distribuidoras – BDGD, de modo a identificar possíveis erros e providenciar correções das distribuidoras.

212. As informações do SISGD são enviadas uma única vez, quando da conexão do gerador, razão pela qual constam dados permanentes, tais como potência instalada, fonte e data de conexão. Já a energia gerada e os créditos acumulados são dinâmicos e são enviados pelas distribuidoras para subsidiar seu processo tarifário e, atualmente, tais informações são agregadas por classe de consumo, não havendo a granularidade da unidade consumidora. Essa característica será alterada quando estiver operacional o recebimento dos dados pelo Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico - SIASE, por meio do qual estarão disponíveis mensalmente os dados por unidade consumidora, conforme estabelecido no Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.

⁶³ As informações aprimoradas estão disponíveis em www.aneel.gov.br >> Informações Técnicas >> Geração Distribuída >> Unidades Consumidoras com Geração Distribuída >> Informações compiladas e manuseadas.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 72 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

Tabela 8 – Informações das unidades consumidoras com geração estabelecidas no Submódulo 10.6 do Proret.

Saldo anterior de créditos
Energia elétrica ativa injetada
Total de créditos expirados
Saldo atualizado de créditos
Créditos utilizados no mês de referência da fatura

9.2 Acompanhamento das Reclamações e Fiscalização

213. O acompanhamento das reclamações relativas à conexão e ao faturamento de unidades consumidoras com geração própria se dará pelo Sistema de Gestão de Ouvidoria da ANEEL, bem como através dos dados de atendimento nas centrais de teleatendimento e ouvidorias das distribuidoras. Essas reclamações serão classificadas de acordo com as categorias do Anexo I da Resolução Normativa nº 414/2010, que está em revisão e passará a contar com as tipologias “conexão de microgeração” e “faturamento de microgeração”.

214. Além de monitorar aumentos expressivos nos números de reclamações por tipologia e distribuidora, a ANEEL acompanha as reaberturas de reclamações, ou seja, os retornos de consumidores não satisfeitos com as respostas recebidas. Essas grandezas fornecem informações sobre a gravidade e a abrangência dos problemas enfrentados pelos consumidores de cada distribuidora na conexão e faturamento de micro e minigeração distribuída.

215. Serão também implementadas pesquisas de satisfação sobre o atendimento das ouvidorias das distribuidoras em relação a todas as tipologias reclamadas, incluindo aí as relativas à geração distribuída.

216. Adicionalmente, destaca-se que, no item 4 da Agenda Regulatória 2019/2020⁶⁴, está sendo previsto o acompanhamento para atendimento dos prazos para GD, de forma semelhante ao que é feito hoje nos artigos 151 e seguintes e no Anexo III da REN nº 414/2010. A proposta da Agência prevê que eventual violação do prazo pela distribuidora no acesso de micro e minigeração distribuída implicará direito ao acessante em receber uma compensação financeira.

217. Por fim, a evolução dos custos de sistemas de geração (e do *paypack*) já é publicada por entidades representantes do segmento de geração distribuída e devem continuar sendo acompanhados pela Agência.

⁶⁴ Esse processo objetiva “Aprimorar as disposições do Atendimento ao Público” com previsão inicial de conclusão no 1º semestre de 2019.

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS, FLAVIA LIS PEDERNEIRAS, LIVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.



P. 73 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

9.3 Impacto Tarifário da Geração Distribuída.

218. A mudança do sistema de compensação visa estabelecer um modelo que implique em benefícios totais para o setor elétrico. Do ponto de vista dos demais consumidores - os que não possuem GD - a questão a ser acompanhada é o impacto nas tarifas causado pela redução do mercado da sua distribuidora. A sugestão é a inclusão dessa análise no âmbito do processo tarifário das distribuidoras, explicitando a contribuição da GD na definição das tarifas que serão aplicadas aos consumidores.

10 Alterações em regulamentos

219. As mudanças propostas nesta AIR levariam à necessidade de alteração das seguintes normas:

- a. Resolução Normativa nº 482/2012;
- b. Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST; e
- c. Resolução Normativa nº 414/2010.

11 Vigência

220. As propostas da AIR foram materializadas em um texto normativo que, por sua vez, está sendo submetido ao crivo da sociedade, com previsão de aprovação até o fim do primeiro semestre de 2020. Assim, as novas regras começariam a valer a partir da publicação do novo regulamento.

(assinado digitalmente)

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação – SRD

(assinado digitalmente)

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
Especialista em Regulação – SRD

(assinado digitalmente)

MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação – SRD

(assinado digitalmente)

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Especialista em Regulação – SGT

(assinado digitalmente)

DIEGO LUIS BRANCHER
Especialista em Regulação – SGT

(assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação – SGT

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por JULIO CESAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANCA, ANDRE RUELLI, ROBSON KUHN YATSU

DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2C82937B004FFF21 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



P. 74 do RELATÓRIO DE AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 07/10/2019.

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
Especialista em Regulação – SRM

(assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos
Serviços de Geração

(assinado digitalmente)
JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE
Especialista em Regulação – SMA

(assinado digitalmente)
VITOR CORREIA LIMA FRANÇA
Especialista em Regulação – SCG

ANDRÉ SEIKI FIGUEIREDO KOMENO
Estagiário – SRD

De acordo:

(assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Distribuição

(assinado digitalmente)
CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração

(assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(assinado digitalmente)
CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente de Concessões e Autorizações
de Geração

(assinado digitalmente)
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e
Estudos do Mercado

(assinado digitalmente)
ANDRÉ RUELLI
Superintendente de Mediação Administrativa,
Ouvidoria Setorial e Participação Pública

* O Relatório de AIR é um documento assinado digitalmente por DAVI ANTUNES LIMA, CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ, CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA, VITOR CORREIA LIMA FRANÇA, ANDRÉ RUELLI, ROBSON KUHN YATSU, DAVI RABELO VIANA LEITE, DIEGO LUIS BRANCHER, FELIPE ALVES CALABRIA, JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE, MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS, FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS, LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI.

