

EMENTA: Obter subsídios à proposta de revisão do valor de referência de O&M da tecnologia solar fotovoltaica para fins de reembolso da CCC, constante do anexo II da Resolução Normativa nº 1.016/2022.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO		JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO		
NOTA TÉCNICA Nº 242/2024– SGM ANEEL Em 13 de novembro de 2024. Processo: 48500.002708/2024-76 Assunto: Proposta de instalação de Consulta Pública para atualização do valor de referência para o Custo de Operação e Manutenção (O&M) de central geradora fotovoltaica constante do anexo II da REN nº 1.016/2022. I - DO OBJETIVO 1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de propor a instalação de Consulta Pública para a atualização do valor de referência para o reembolso de O&M de geração a partir de tecnologia solar fotovoltaica, definida no anexo II do Resolução Normativa ANEEL nº 1.016, de 19 de abril de 2022. II - DOS FATOS 2. Em 9 de dezembro de 2009, foi editada a Lei nº 12.111, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos sistemas isolados. Esta Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010. Com estas regras, as principais diretrizes do modelo do setor elétrico aplicadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com relação à forma de contratação da energia pelas distribuidoras foram estendidas aos Sistemas Isolados. 3. Na regulamentação da Lei nº 12.111/2009, uma série de dispositivos foram remetidos para regulamentação da ANEEL, tais como: (i) Definição da metodologia de cálculo do custo médio da potência e energia comercializadas no ACR; (ii) Mecanismo de reembolso da CCC: custo da geração própria, contratada e importada, custo de combustíveis e encargos e impostos não recuperados, limites de consumo específico e de preço de combustíveis, sistema de monitoramento remoto de grandezas (SCD); (iii) Critérios para delimitação de preços nos contratos diretos entre PIE e consumidor livre; (iv) Sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC; (v) Regras de transição para adequação de agentes ao SIN: instalações físicas, contratos comerciais e rotinas de operação; e (vi) Requisitos de qualidade do fornecimento e dos serviços de energia elétrica para os sistemas isolados. 4. Em 22 de fevereiro de 2011, com a edição da Resolução Normativa nº 427, a Aneel regulamentou a Lei nº 12.111/2009 e o Decreto nº 7.246/2010. Esta Resolução, entretanto, não trazia previsão de custo de referência para fins de reembolso pela CCC do custo de geração com usinas solares fotovoltaicas, considerando que não havia demanda de reembolso para usinas com esta tecnologia nos sistemas isolados até então. 5. Entretanto, em 2013, em face de pedido protocolado pela Eletrobras Amazonas Energia de orientações para o reembolso pela CCC do O&M de 12 miniusinas solares em operação desde de junho de 2011 localizadas na área de concessão da empresa, a ANEEL teve que regulamentar o custo de referência O&M para usinas fotovoltaicas, o que, após o devido processo regulamentar culminou na edição da Resolução Normativa nº 662/2015 que, dentre outras coisas, alterou o anexo IV da REN nº 427/2011, estabelecendo o limite de R\$ 6.646,67/MWh (base de janeiro de 2015) para fins de reembolso pela CCC, dos custos de O&M da tecnologia solar fotovoltaica da geração própria dos concessionários de geração e distribuição de energia nos sistemas isolados. 6. Em 17 de novembro de 2016, a Lei nº 13.360 designou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) gestora dos Fundos Setoriais da CCC e da CDE. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) recebeu as atribuições de previsão de carga e planejamento da operação nos Sistemas Isolados. Essas modificações ensejaram adequações normativas das Resoluções Normativa nº 427, de 2011, e na nº 500, de 2012, que foram consolidadas na Resolução Normativa nº 801/2011. 7. Em 28 de novembro de 2019, o Decreto nº 10.139 determinou a revisão e consolidação de todos os atos normativos em Decreto. Em função deste comando a Resolução Normativa nº 801/2011 foi consolidada, junto com outras resoluções na Resolução Normativa nº 1.016, de 19 de abril de 2022. 8. O valor de referência para o reembolso de O&M de geração a partir de tecnologia solar fotovoltaica mantveu a regra de atualização do valor definido na REN nº 427 nas resoluções que a sucederam. 9. Em 18 de abril de 2023, dando início ao estudo para a revisão do custo de referência para operação e manutenção de central geradora fotovoltaica, solicitou-se às distribuidoras com Sistemas Isolados, por meio de Ofício, os seguintes dados sobre os custos de O&M de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFIs) e Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDIs): • tipo e tamanho do banco de baterias (kWh), controlador de carga (kW) e inversor de frequência (kW); • custo da troca do banco de baterias; • custo da troca do controlador de carga; • custo da troca do inversor de frequência; • vida útil do banco de baterias; • vida útil do controlador de carga; • vida útil do inversor de frequência; • número de visitas/ano planejada total; • número de visitas/ano realizada total; • número de visitas/ano realizada (discriminar por motivo); • custo da visita ao SIGFI/MIGDI; • geolocalização. 10. As Distribuidoras, com exceção da Companhia de Eletricidade do Amapá, responderam ao Ofício com as informações solicitadas em datas diversas. Destaca-se também que a Equatorial Energia Pará encaminhou manifestação, porém sem todas as informações solicitadas sobre os custos de seus sistemas SIGFIs. III - DA ANÁLISE 11. A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), criada pelo Decreto nº 73.102, de 1973, foi estendida para os sistemas isolados pela Lei nº 9.631, de 1993, regulamentada pelo Decreto nº 774, do mesmo ano, que estabeleceu o mecanismo de reembolso dos custos dos combustíveis gastos na geração de energia elétrica, abatidos o ICMS e a tarifa de Energia Hidráulica Equivalente (TEH). 12. Com a edição da Lei nº 12.111, de 2009, a CCC passa a reembolsar o custo total de geração, o que inclui, além do combustível, os custos de aquisição de energia, de geração própria e de encargos e impostos não recuperados pelas concessionárias. 13. Conforme determinado no art. 3º da Lei nº 12.111/2009 e detalhado no art. 11 do Decreto nº 7.246/2010, a CCC reembolsará o montante igual a diferença entre o Custo Total de Geração (CTG) de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN, denominado ACR_{med}. 14. Compõem o Custo Total de Geração (CTG) a que se refere o art. 3º da Lei: (i) o custo de contratação de energia elétrica e potência, incluindo contratos de importação de energia; (ii) o custo de geração própria de energia dos agentes de distribuição (Incluindo o custo do aluguel de unidades geradoras e investimentos realizados); (iii) os encargos e impostos não recuperados; (iv) o custo da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas (inclusive instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas; e (v) à contratação de reserva de capacidade. 15. Na apuração do custo de geração estão a parcela associada a ativos próprios, esta valorada pela depreciação e remuneração dos ativos, e a parcela de Operação e Manutenção (O&M) de usinas de geração própria, locação de grupos geradores, custo de prestação do serviço de energia elétrica em Regiões Remotas – SIGFI/MIGDI, conforme os limites definidos no anexo II a REN nº 1.016/2022. 16. A partir desta formulação se evidencia como a referência dos custos de O&M para usinas fotovoltaicas impacta no orçamento da CCC, ou seja, ela é um dos componentes do cálculo do custo de geração própria reembolsado pela conta. 17. Em relação a este custo, dois fatores têm aumentado seu valor: (i) o crescimento do número sistemas de SIGFIs e MIGDIs em diversos estados com sistemas isolados e (ii) a atualização do valor de referência dos custos de O&M pelo IPCA, conforme informado pela CCEE. 18. A título de ilustração, o gráfico abaixo mostra o crescimento do número de sistemas SIGFI instalados nas distribuidoras do Sistemas Isolados nos últimos anos:				Comentário	Os custos operacionais de atendimento às soluções de geração solar com armazenamento para sistemas individuais são extremamente caros e repercutem significativamente na área de concessão da distribuidora que tem esse tipo de atendimento em larga escala. Para evitar que os demais consumidores da concessionária tenham suas tarifas excessivamente majoradas os custos operacionais são transferidos para a CDE.
Comentário					
O valor de reembolso limite de R\$ 6.646,67/MWh (base de janeiro de 2015) é muito elevado e acima dos valores médios de contratação de energia, por isso, em algumas concessionárias com elevado número de unidades atendidas com essa solução os custos necessitam ser transferidos para a CDE para evitar impactos significativos.					

Quantidade de sistemas de SIGFIs Figura 1 – Evolução da quantidade de sistemas de SIGFIs - Fonte: Boletim InfoCCC disponível em Boletim InfoCCC - CCEE		
19. A atualização do valor de referência pelo IPCA, por sua vez, fez com que o valor reembolsado pela CCC se descolasse em relação aos custos de O&M efetivamente observado em diversas distribuidoras, considerando que os custos de implantação e manutenção desta tecnologia é decrescente. É exatamente em função deste descolamento que o valor de referência precisa ser atualizado. Conforme informações disponíveis no Boletim InfoCCC da CCEE, o valor de referência aplicado para reembolso em julho de 2024 foi de R\$ 11.267,89/MWh.	Comentário	O valor de reembolso calculado pela CCEE (base de julho 2024) de R\$ 11.267,89/MWh, é elevadíssimo e muito acima dos valores médios de contratação de energia, por isso, em algumas concessionárias com elevado número de unidades atendidas com essa solução os custos necessitam ser transferidos para a CDE para evitar impactos significativos.
20. Em 2014, quando da definição do valor de referência pela ANEEL, a análise técnica já sinalizava a tendência de queda nos custos desta tecnologia, nos seguintes termos: “A tecnologia solar fotovoltaica vem sofrendo grande variação de preços, como mostra o gráfico abaixo, tanto pelo desenvolvimento (tecnologia e mercado) dos painéis fotovoltaicos quanto das baterias (sendo este item importante na composição de custos do O&M).”		
Preço do módulo fotovoltaico 2010-2022 (USD/W) Figura 2 – Evolução do preço dos módulos fotovoltaicos de 2010 a 2022. Fonte: IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável); IRENA Renewable Power Generation Costs.	Comentário	Não são apenas os módulos que compõem um sistema de geração solar. A Green Rhino Energy afirmou que os custos diminuíram em toda a cadeia de valor, incluindo os custos de instalação e custos auxiliares. No quadro abaixo demonstração da tendência acentuada de preços dos conjuntos de geração de energia fotovoltaica incluindo os custos de instalação. https://www.greenrhinoenergy.com/solar/market/mkt_trends.php
21. Da mesma forma, sabe-se que as baterias são um componente de custo importante em sistemas solares fotovoltaicos para atendimento em regiões localizadas nos Sistemas Isolados. Há um conjunto de fatores de influenciam na eficiência e na durabilidade destes equipamentos, tais como: tipo de bateria, ciclos de carga e descarga, profundidade de descarga, temperatura de operação, manutenção e cuidados, dentre outros. Assim, um mesmo equipamento tem desempenho e durabilidade diferente a depender do perfil de carga do usuário. 22. O gráfico abaixo evidencia a tendência de queda do custo das baterias nos últimos 10 anos.		
Custo médio das baterias (USD/kWh) Figura 3 – Custo médio de baterias - Fonte: Relatório "Battery Price Survey" da BloombergNEF, disponível em https://about.bnef.com	Comentário	Novas tecnologias de armazenamento tem evoluído principalmente face a necessidade de descarbonificação e de redução do uso de combustíveis fósseis em transportes. As baterias tem reduzido significativamente o preço e têm apresentado maior durabilidade.
23. São aspectos que merecem atenção e demandam atuação do regulador a respeito do limite para reembolso do custo de O&M das citadas soluções descolado da realidade dos custos das distribuidoras, além do evidente desdobramento a maior da CCC:		
(i) a perda da eficiência no sinal econômico para instalação deste tipo de solução, o que gera reembolso maior do que aquele que seria mais eficiente do ponto de vista do investimento realizado e		
(ii) eventual inviabilização de projetos financiados com recursos da própria CCC via sub-rogação.		
III.1 Análise do limite para reembolso do custo de O&M		
24. Antes de apresentar o cálculo do valor proposta para o limite do custo de O&M da geração fotovoltaica, faz-se necessário fazer uma breve digressão sobre os objetivos que devem ser perseguidos quando da definição deste valor, tendo em vista a natural colisão entre objetivos, o que impõe a necessidade de busca do equilíbrio que permita a maximização dos resultados, quando considerados em conjunto. 25. Neste sentido, há que se considerar que o valor limite de referência deve ser capaz de remunerar adequadamente o serviço de operação e manutenção dos sistemas, considerando o potencial benefício em termos da qualidade do serviço e preservação dos equipamentos (eficiência econômica) e, portanto, do investimento realizado.		
26. Da mesma forma, há que se considerar que existem externalidades positivas na geração solar fotovoltaica, especialmente na região norte do Brasil que é uma região ambientalmente sensível, tais como: (i) a redução das emissões de gases de efeito estufa e descarbonização da matriz com a substituição da geração com combustíveis fósseis; (ii) inclusão energética e promoção de inclusão social, desenvolvimento econômico e melhoria da qualidade de vida da população afetada, permitindo o uso de eletrodomésticos, iluminação, equipamentos médicos, etc.; (iii) Sustentabilidade e conservação ambiental, com a preservação de ecossistemas e redução dos riscos associados ao transporte de combustível em área de floresta; (iv) redução da dependência dos combustíveis fósseis; (v) contribuição para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das nações Unidas; dentre vários outros que não é o caso de explicitar neste momento.		
Assim, o valor limite de referência deve ser definido de modo a fomentar a utilização deste tipo de solução, o que significa dizer que deve ser estabelecido de modo que uma grande proporção dos casos esteja abaixo deste valor. Entretanto, não há o compromisso de remuneração de todos os custos associados na integralidade dos casos, ou ainda na utilização de um valor máximo, mas, também, é esperado que este valor esteja acima da média dos custos observados em muitos casos.		
27. Em sentido contrário, o reembolso pela CCC faz com que seja recomendável a definição de um valor de referência que implique na melhor alocação distributiva deste valor, quer dizer, que este valor seja definido com parcimônia de modo a racionalizar o uso da conta e diminuir os impactos tarifários decorrentes.	Comentário.	Fundamental que o valor de referência seja limitado para não onerar excessivamente a CDE.
28. Por fim, a definição do valor de referência deve ser de simples definição e aplicação, de modo a diminuir o custo de transação associado e permitir a fácil comunicação e o entendimento por parte dos agentes envolvidos. Assim, não é adequada a utilização de complexa taxionomia dos casos possíveis, tampouco de metodologia elaborada, na busca de valores exatos para a maior parte dos casos. Em síntese, trata-se de uma referência e não de uma contabilidade de custos para maior parte dos casos.		
29. Em face do exposto, temos que o cálculo do custo de Operação e Manutenção (O&M) de sistemas de geração fotovoltaica de energia elétrica envolve diversos componentes e podem variar dependendo das condições específicas do projeto, sendo característicos os custos associados à manutenção, programada e corretiva, custos com a reposição de componentes, especialmente as baterias, custos de monitoramento gestão e outros custos tais como seguros, arrendamento de terras, impostos e taxas, etc.		

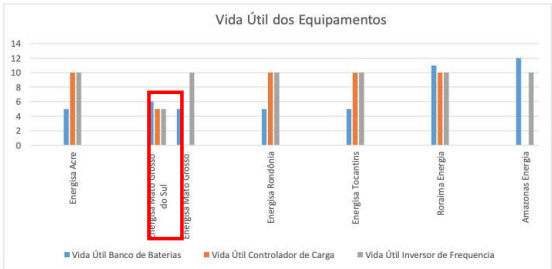
30. Entretanto, considerando os objetivos pretendidos, para a proposta de atualização propõe-se que sejam considerados na definição dos valores de referência os custos anuais de: substituição de banco de baterias, inversores de frequência e controladores de carga, bem como os custos de manutenção, corretiva e preventiva, estimados em termos de custos e número de visitas por ano. Destaca-se que os valores para os itens elencados anteriormente foram obtidos por meio das informações encaminhadas pelas distribuidoras. 31. Por exemplo, faz-se a observação quanto à variação da vida útil dos equipamentos informados pelas distribuidoras, que apresentaram o seguinte grau de amplitude: • Banco de Bateria: 5 a 12 anos; • Controlador de Carga: 5 a 10 anos; • Inversor de Frequência: 5 a 10 anos. 32. Apresenta-se também no Gráfico a seguir os valores de vida útil informados pelas distribuidoras, à exceção da Companhia de Eletricidade do Amapá e Equatorial Energia Pará. Ainda, conforme informado pelas empresas, há configurações de sistemas em que o Controlador de Carga está incluso no modelo do Inversor de Frequência, de forma que nesses casos não há valor atribuído ao equipamento.		
 Figura 4 – Vida útil dos equipamentos de SIGFs.		
33. Destaca-se que apesar da variação de vida útil dos mesmos equipamentos entre as distribuidoras, e entre outras referências encontradas, foram considerados os valores informados e declarados pelas empresas, mesmo sendo inferiores aos de referência em alguns casos. Destaca-se também que não foi considerado o custo de substituição dos painéis fotovoltaicos considerando a longa vida útil do equipamento, que conforme referência consultada pode ser superior a 25 anos, o que não teria impacto significativo no custo de ressarcimento calculado. Ademais, o investimento para instalação destes painéis é reembolsado via programa Luz para Todos. 34. Assim, o custo de troca de banco de baterias é calculado, por distribuidora e por tipo de sistema (SIGF145, SIGF160, SIGF180, SIGF180 e SIGF180). Para cada tipo de sistema, o Custo Anual de Substituição do banco de bateria (CASB) é calculado pelo custo para troca de cada tipo de banco de baterias, dividido pelo número de anos de vida útil do equipamento, ambos informados pelas distribuidoras. Raciocínio semelhante foi utilizado para os inversores de frequência (CASIF) e para os controladores de carga (CASC). 35. Dessa forma, o Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos (CAT) é a soma de todos os custos de substituição por distribuidora e por tipo de sistema disponível em cada empresa (SIGF145, SIGF160, SIGF180, SIGF160 e SIGF180): CAT = (CAS_B) + (CAS_{IF}) + (CAS_{CC}), onde: • CAT - Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos; • CAS_B - Custo Anual de Substituição do banco de bateria; • CAS_{IF} - Custo Anual de Substituição de Inversores de Frequência; • CAS_{CC} - Custo Anual de substituição dos Controladores de Carga. 36. O Custo Anual de Manutenção (CAM) é calculado pela multiplicação da estimativa de número de visitas anual para cada unidade consumidora da distribuidora (NV) pelo preço da visita (PV), os quais serão mais detalhados nos parágrafos seguintes. Destaca-se que a gradualidade do CAM depende da abertura das informações encaminhadas pelas distribuidoras, podendo ser variável para cada tipo de sistema, ou apresentar um único preço por distribuidora. CAM = NV x PV, onde: • CAM – Custo Anual de Manutenção; • NV – Número de visitas anuais estimadas para cada Unidade Consumidora da Distribuidora; • PV – Preço da Visita em cada Unidade Consumidora para cada Distribuidora. 37. Faz-se a observação de que o PV é baseado em uma média ponderada das informações de preço de visitas de manutenção corretiva e preventiva (PMC e PMP, respectivamente), bem como da proporção da quantidade histórica de visitas corretivas e preventivas realizadas (QVC e QVP, respectivamente), informados pelas distribuidoras. Foi determinado um preço de PV para cada distribuidora para cada tipo de sistema ou para todos os tipos de sistema, conforme a granulometria dos dados disponibilizados pela distribuidora e baseado em seu histórico e percentual de visitas preventivas ou corretiva realizadas, e calculado conforme fórmula abaixo: $PV = PMC \times \frac{QVC}{(QVC + QVP)} + PMP \times \frac{QVP}{(QVC + QVP)}$ onde: • PV – Preço da Visita em cada Unidade Consumidora para cada Distribuidora. • PMC – Preço da Visita de Manutenção Corretiva; • PMP – Preço da Visita de Manutenção Preventiva; • QVC – Quantidade de visitas Corretivas Realizadas; • QVP – Quantidade de visitas Preventivas Realizadas. 38. O intuito de determinar o PV, conforme a granulometria do dado encaminhado pela distribuidora, seja único para a empresa ou variável por tipo de sistema, foi calcular um valor médio ponderado de custo de visita, conforme perfil de manutenções corretivas e preventivas realizadas em cada empresa. 39. Nas informações encaminhadas, a maior parte das distribuidoras planejaram realizar duas visitas anuais para cada unidade consumidora. Houve apenas uma distribuidora que informou o planejamento de 4 visitas anuais por unidade consumidora e outra que informou duas visitas anuais, mais a realização de 5% de manutenção corretiva mensal. 40. Ressalta-se que para fins de cálculo foi considerado o teto regulatório de 2 visitas anuais para a estimativa de custo de referência para reembolso da CCC. Adotou-se esse parâmetro tendo em vista que a maior parte das empresas utilizou esse valor e tendo em vista referência técnica encontrada que sugere a realização de uma inspeção anual e 2 limpezas anuais no sistema, as quais podem ser realizadas concomitantemente. 41. Para a definição do Número de visitas anuais estimadas para cada UC (NV) a ser adotado como cálculo, faz-se a observação, que conforme informações encaminhadas pelas empresas, há uma disparidade entre o número de visitas planejadas e realizadas para a maior parte das distribuidoras. 42. Conforme informações encaminhadas, o percentual de visitas realizadas não atingiu o valor planejado para a maior parte das empresas, sendo que apenas a Energisa Mato Grosso do Sul informou ter realizado um percentual de visitas maior que o que o planejado (153,5%). Como referência para o número total de visitas planejadas foi adotado o teto regulatório de 2 visitas anuais, conforme anteriormente explicado. Destaca-se que as informações encaminhadas pelas empresas foram consolidadas na Tabela a seguir, considerando os ajustes do teto regulatório de 2 visitas anuais.		
Comentário.	Estranho a Energisa MS ter vida útil dos equipamentos bem menor, quase metade, de outras distribuidoras.	
Comentário.	Adequada a sugestão da Aneel.	

Tabela 1 – Informações das distribuidoras do sistema isolados: número de visitas para manutenção de SIGFIS.

Empresa	Número de Visitas/Ano				
	Nº de Unidades consumidoras	Nº de Visitas anual por UC	Planejada Total	Realizada Total	% Visita Realizada/Planejada
Energisa Acre	1368	2	2.736	1987	72,6%
Energisa Mato Grosso do Sul	2826	2 X Sistema + 5% corretiva mensal (Adotado 2)	5652	8.676	153,5%
Energisa Mato Grosso	412	2	824	124	15,0%
Energisa Rondônia	900	2	1.800	755	41,9%
Energisa Tocantins	586	2	1.172	68	5,8%
Roraima Energia	191	4 (Adotado 2)	382	45	11,8%
Amazonas Energia	4173	2	8346	2198	26,3%
Companhia de Eletricidade do Amapá	-	-	-	-	-
Equatorial Energia Pará	-	-	-	-	-
TOTAL			20.912	13.853	66,2%

43. Por meio das respostas encaminhadas, foi constatado que várias empresas informaram um período inferior a um ano para consolidação dos dados ou a não conclusão da instalação dos equipamentos durante o período monitorado. No entanto, entende-se que esses fatos não seriam suficientes para justificar o não atingimento da meta planejada, podendo-se citar o caso da **Amazonas Energia que realizou um percentual de 26,3% das visitas realizadas em relação às planejadas**, apesar de ter encaminhado um ciclo completo de dados relativos ao ano de 2023.

44. Conforme informações da tabela anterior, verificou-se um valor médio de 66,2% de realização das visitas planejadas no ano para as distribuidoras que encaminharam as informações solicitadas.

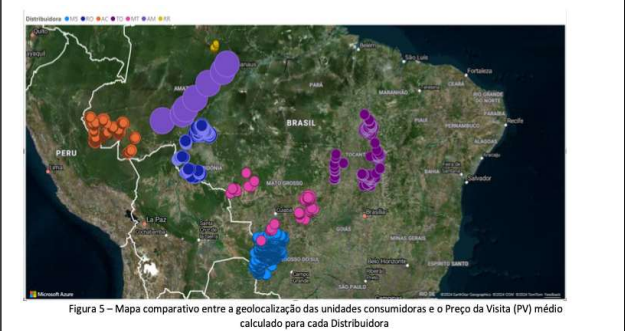
45. Ainda, analisando-se os dados relacionados às visitas, verifica-se uma grande variação nos valores informados pelas empresas, que variaram em torno dos valores de **R\$ 573,69 a R\$ 16.408,00**, conforme dados consolidados na tabela a seguir:

Comentário.	Valores de R\$573,69 por visita na RRE e de R\$ 16.408,00 por visita na AME, indicam que a gestão da AME deve ser melhorada e incentivada para que os números sejam mais próximos do que já é possível em uma distribuidora na mesma região Amazônica.
-------------	--

Tabela 2 – Custo de manutenção nos Sistemas Isolados, por tipo de sistema.

Empresa	Equipamento	Manutenção Corretiva	Manutenção Preventiva	PV – Preço da Visita
Energisa Acre	SIGFI45	R\$ 1538,78	R\$ 1549,33	R\$ 1.546,94
	SIGFI80			
	SIGFI160			
Energisa Mato Grosso do Sul	SIGFI80	R\$2.383,63	R\$2.098,68	R\$ 2.105,18
Energisa Mato Grosso	SIGFI45	R\$2.774,59	R\$2.134,30	R\$ 2.139,46
	SIGFI80			
	SIGFI160			
Energisa Rondônia	SIGFI45	R\$2.615,26	R\$1.307,63	R\$ 1.409,82
	SIGFI80	R\$4.649,36	R\$2.324,68	R\$ 2.506,34
	SIGFI160	R\$9.298,71	R\$4.649,36	R\$ 5.012,69
Energisa Tocantins	SIGFI45	R\$2.685,79	R\$2.065,99	R\$ 2.266,51
	SIGFI80			
	SIGFI160			
Roraima Energia	SIGFI80	R\$573,69	R\$573,69	R\$573,69
	SIGFI160			
	SIGFI160			
Amazonas Energia	SIGFI80	R\$16.408,00	R\$16.408,00	R\$16.408,00
Média		R\$ 4.769,76	R\$ 3.679,07	R\$ 3.774,29

47. Comparando-se o valor médio de PV para cada distribuidora conforme a fórmula apresentada anteriormente e dados encaminhados pelas empresas, considerando inclusive dados de geolocalização das unidades consumidoras, foi possível obter o seguinte mapa comparativo:



48. Fazendo-se uma análise qualitativa, verifica-se que o Estado de **Roraima** apresenta o **menor valor para o PV** médio calculado (**R\$ 573,69**), o que pode ser justificado pela menor dispersão espacial das UCs. Apesar dos dados encaminhados pela **Amazonas Energia** contemplarem uma única geolocalização para cada comunidade com SIGFI instalado, é possível verificar o **maior valor de PV médio calculado (R\$ 16.408,00)**, que se justificaria pela maior dispersão das UCs ao longo do território. Faz-se aqui a observação de que foi solicitado somente dados de custo de visita ao SIGFI/MIGDI, de forma que as empresas não apresentaram a composição desses custos.

49. Verifica-se assim que a visita possui um peso significativo no custo de operação e manutenção, de forma que a definição do Número de visitas anuais estimadas para cada UC (NV) impactará significativamente no novo valor de ressarcimento a ser calculado, **atualmente definido como R\$ 6.646,67/MWh (base de janeiro de 2015)** para fins de reembolso pela CCC, dos custos de O&M da tecnologia solar fotovoltaica da geração própria dos concessionários de geração e distribuição de energia nos sistemas isolados.

Comentário	O valor de reembolso limite de R\$ 6.646,67/MWh (base de janeiro de 2015) é muito elevado e acima dos valores médios de contratação de energia, por isso, em algumas concessionárias com elevado número de unidades atendidas com essa solução os custos necessitam ser transferidos para a CDE para evitar impactos significativos.
------------	--

50. Dentre as possibilidades possíveis de **estimativa de NV** para definição do novo valor de ressarcimento pode-se elencar, destacando-se que para todas as opções foi adotado o **teto regulatório de 2 visitas anuais**:

I) O número de **visitas planejadas** e informadas pelas distribuidoras (adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais);

II) A média das **visitas realizadas** e informadas pelas distribuidoras (média do % Visita Realizada/Planejada X No de visitas planejadas, adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais); e

III) O número de **visitas efetivamente informado e realizado** em cada distribuidora (% Visita Realizada/Planejada de cada distribuidora X No de visitas planejadas, adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais).

51. Entende-se como não razoável considerar a **primeira opção** como valor estimado de NV, mesmo adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais, pois conforme verificado anteriormente, o número de visitas realizadas é muito inferior ao número de visitas planejadas. Ao adotar esta referência, estaria se superestimando o custo de referência para fins de ressarcimento da CCC.

52. Adotando-se a **segunda opção** como NV, relativa à média das visitas realizadas e informadas pelas distribuidoras, cujo valor é determinado pelo produto da média do indicador % Visita Realizada/Planejada igual 66,2% pelo número de visitas planejadas (adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais) para as distribuidoras que encaminharam as informações solicitadas. No entanto, esta opção poderia penalizar as distribuidoras que efetivamente cumpriram o número de visitas planejadas e vice-versa.

53. Quanto à **terceira opção**, entende-se ser a mais adequada como referência de **NV** para determinação do **custo de referência de ressarcimento da CCC**, adotando-se o número de visitas efetivamente informado e realizado por cada distribuidora, a qual é determinado pelo produto do indicador % Visita Realizada/Planejada de cada distribuidora pelo número de visitas planejadas (adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais). Foi utilizado o teto regulatório com intuito de definir um número ótimo para a adequada operação do sistema, de forma a não sobre-estimar o valor de referência de ressarcimento, sobrepesando necessidade das atividades de manutenção mantendo a confiabilidade e segurança da operação dos sistemas com uma alocação eficiente de recursos oriundos da CCC.

54. Assim, apesar de se considerar a **terceira opção como referência do NV**, esta Nota Técnica apresentará também os valores calculados para as outras opções para comparação, conforme detalhado nos tópicos a seguir.

Comentário	Concordamos que a escolha da terceira opção está mais aderente à realidade, contudo as diferenças tão expressivas entre o menor valor de R\$ 573,69 por visita na RRE e o maior valor de R\$ 16.408,00 por visita na AME, indicam que, estatisticamente, estabelecer valores médios seria temerário.
------------	--

55. Destaca-se que o Custo Anual Total (CA) em R\$ é determinado pela soma do Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos (CAT) e o Custo Anual de Manutenção (CAM). O valor de CA foi determinado, conforme a granulometria dos dados encaminhados pela distribuidora, de forma a determinar um valor para cada tipo sistema existente na empresa:

CA = (CAT) + (CAM), onde:

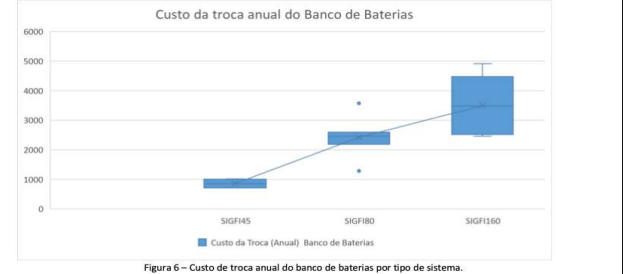
• CA - Custo Anual Total;

• CAT - Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos;

• CAM - Custo Anual de Manutenção;

56. Ainda para cada sistema da distribuidora, o **Custo Anual Total em R\$/MWh** é a divisão do Custo Total Anual (R\$) pela Geração Anual (MWh), sendo que esta é calculada pela multiplicação da potência máxima mensal do sistema por 12 meses. Por exemplo, um sistema **SIGFI 45** é capaz de gerar até **45kWh** por mês, de forma que a **Geração Anual desse sistema é igual a 45kWh x 12, ou seja, 540 kWh (0,54 MWh)**.

57. Conforme visto na Tabela 2, há uma **grande variação nos valores praticados** pelas empresas para custos de **manutenção preventiva ou corretiva**. Da mesma forma, verificou-se uma **grande variação dos valores de custo dos equipamentos e respectivas vida úteis** informados pelas distribuidoras. Como exemplo, apresenta-se no exemplo a seguir o Gráfico relativo ao custo anual para troca do banco de baterias, o qual apresenta maior dispersão dos dados anualizados para o SIGFI80 e SIGFI 160.



58. Mesmo que os dados apresentem grande dispersão nos valores praticados em cada distribuidora, eles foram considerados na determinação do novo valor de ressarcimento a ser atualizado na REN 1.016. Entretanto, tendo em vista o **envio de dados fora do padrão solicitado**, houve a necessidade de realização de ajustes nessas **informações para a determinação do novo valor de ressarcimento**.

59. Com intuito de considerar todos os dados possíveis e contemplar as diversas realidades de custo de operação e manutenção de cada empresa, bem como a abrangência de custo e vida útil de equipamentos instalados, foi realizada uma **média dos valores de Custo Anual Total em R\$/MWh** considerando os valores obtidos para cada sistema existente na distribuidora. Destaca-se que houve a limitação do número de visitas planejadas (teto regulatório igual a 2), com intuito de ressarcir somente as visitas necessárias para garantir o desempenho ótimo para operação do sistema.

60. Faz-se a observação de que não foram considerados os dados das distribuidoras Companhia de Eletricidade do Amapá, devido à ausência de manifestação, e nem a **Equatorial Energia Pará**, que **encaminhou dados incompletos** e com valor de referência fechado (R\$ 10.355,68/MW.h), diferentemente do que fora solicitado. Não foram considerados também os dados de MIGDI encaminhados pelas **Roraima Energia devido à incompletude dos dados**.

61. A tabela a seguir apresenta os resultados e valores calculados para cada umas das três opções de NV definidas anteriormente, destacando-se que a Opção III foi considerada a mais adequada para ser adotada como referência de NV para determinação do custo de referência de ressarcimento da CCC, o que resultou no valor de referência atualizado de **R\$ 4.784,75/MW.h (base novembro de 2024)**.

Tabela 3 – Opções de cálculo do custo de referência para ressarcimento pela CCC					Comentário.	Os valores variam acentuadamente de R\$ 2.003,40/MW.h (ETO), o menor, até R\$ 13.470,16/MW.h (AME), o maior. Indicando que se a Aneel estabelecer R\$ 4.784,75/MW.h estará beneficiando 5 agentes (ETO,RRE,EMT,EAC,ERO) e prejudicando apenas 2 agentes (EMS e AME).
DISTRIBUIDORA	EQUIPAMENTO	Opção I (R\$/MW.h)	Opção II (R\$/MW.h)	Opção III (R\$/MW.h)		
Energisa Acre	SIGFI45	8.042,91	6.108,91	6.474,45		
	SIGFI80	5.931,55	4.843,67	5.049,29		
	SIGFI160	3.767,24	3.223,30	3.326,10		
Energisa Mato Grosso do Sul	SIGFI80	10.881,07	9.400,61	10.881,07 ¹⁵		
Energisa Mato Grosso	SIGFI45	9.959,69	7.284,91	3.228,19		
	SIGFI80	7.418,73	5.914,16	3.632,26		
	SIGFI160	5.374,36	4.622,08	3.481,13		
DISTRIBUIDORA	EQUIPAMENTO	Opção I (R\$/MW.h)	Opção II (R\$/MW.h)	Opção III (R\$/MW.h)		
Energisa Rondônia	SIGFI45	8.060,61	6.298,04	5.029,22		
	SIGFI80	7.079,24	5.316,66	4.047,84		
	SIGFI160	6997,67	5.235,10	3.966,27		
Energisa Tocantins	SIGFI45	10.430,42	7.596,80	2.522,98		
	SIGFI80	7.683,45	6.089,54	3.235,52		
	SIGFI160	4.227,37	3.430,42	2.003,40		
Roraima Energia	SIGFI80	4.606,09	4.202,64	3.551,69		
	SIGFI160	3.183,55	2.981,83	2.656,36		
Amazonas Energia	SIGFI80	38.650,99	27.112,15	13.470,16		
Valor Médio entre distribuidoras		8.893,43	6.853,80	4.784,75		

Observação:
Opção I) O número de visitas planejadas e informadas pelas distribuidoras (adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais);
Opção II) A média das visitas realizadas e informadas pelas distribuidoras (média do % Visita Realizada/Planejada X No de visitas planejadas, adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais); e
Opção III) O número de visitas efetivamente informado e realizado em cada distribuidora (% Visita Realizada/Planejada de cada distribuidora X No de visitas planejadas, adotando-se o teto regulatório de 2 visitas anuais).

62. O cálculo do **Custo Anual Total (R\$/MW.h)** foi realizado para os três cenários supracitados e para cada modelo de SIGFI da distribuidora, conforme apresentado na tabela acima. A partir da comparação entre estes valores, a **opção 3** foi considerada como aquela que melhor atende aos objetivos inicialmente colimados quando da proposta de revisão do valor vigente no anexo II da REN 1.016, de 2022. Assim, em face do exposto, conclui-se que o valor de referência de **R\$ 4.784,75 /MW.h** é o que deve ser utilizado em substituição ao valor vigente.

Comentário.

Concordamos com a sugestão da Aneel estabelecer R\$ 4.784,75/MW.h, contudo, resta a dúvida de quem será impactado com as diferenças na EMS e AME.

63. A determinação de **um único valor de referência**, sem a definição de valores distintos por região ou distribuidora ou por modelo de equipamento, tem **intuito de não criar um sinal econômico que possa distorcer a decisão de instalação destes sistemas**, eventualmente instalando equipamento com menor eficiência para obtenção de um maior reembolso, além de diminuir o custo de transação do processo operacional de ressarcimento da CCEE. A Planilha em Anexo a esta Nota Técnica apresenta os dados consolidados informados pelas distribuidoras e a aplicação da metodologia de cálculo apresentada com intuito de atualizar o valor de referência para o custo de operação e manutenção de central geradora fotovoltaica, do Anexo II da REN 1.016.

64. Faz-se ainda a observação de que a composição do **CA (Custo Anual Total)** considera 2 componentes que possuem comportamentos opostos em termos de custo. Conforme verificado anteriormente, o CAT (**Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos**) possui tendência de queda com a evolução do tempo, tendo em vista o desenvolvimento tecnológico e de mercado. De forma oposta, entende-se que o **CAM (Custo Anual de Manutenção)**, possui tendência crescente de valor em relação ao tempo, tendo em vista o aumento de custo de **mão-de-obra, deslocamento e outros custos embutidos**.

65. Dessa forma, propõe-se que a atualização praticada pela CCEE no valor de referência dos custos de **O&M pelo IPCA** seja apenas praticada na parcela de **CAM (Custo Anual de Manutenção)**, **não havendo reajuste** para a parcela de **CAT (Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos)**. Assim, entende-se que desta forma haverá uma minimização do problema atual de uma sobrevalorização do valor de referência devido às atualizações mensais pelo IPCA.

Tabela 4 - Custo de referência de O&M calculado pela Opção III: detalhamento do CAM e CAT			Comentário.	Os valores de CAM também variam acentuadamente de R\$ 70,40/MW.h (RRE), o menor, até R\$ 9.002,51/MW.h (AME), o maior. Igualmente os valores de CAT tem enorme variação de R\$ 1.776,12/MW.h (ERO), o menor, até R\$ 6.495,26/MW.h (EMS), o maior. Indicando que se a Aneel estabelecer R\$ 1.933,64/MW.h para a CAM estará beneficiando 4 agentes (ETO,RRE,EMT e EAC) e prejudicando apenas 3 agentes (ERO, EMS e AME); Se a Aneel estabelecer R\$ 2.851,10/MW.h para a CAT estará beneficiando 5 agentes (ETO, ERO, RRE, EMT e EAC) e prejudicando apenas 2 agentes (EMS e AME). Contudo, resta a dúvida de quem será impactado com as diferenças na EMS e AME.
CAM (Custo Anual de Manutenção) (R\$/MW.h) Com reajuste pelo IPCA	CAT (Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos) (R\$/MW.h) Sem reajuste pelo IPCA	CA (Custo Anual Total) Valor de Referência (Opção 3) (R\$/MW.h)		
1.933,64	2.851,10	4.784,75		

66. Por derradeiro, resta comentar que a atualização do valor de referência do custo de operação e manutenção de central geradora fotovoltaica, do Anexo II da REN 1.016, enquadra-se nas hipóteses do art. 7º da Resolução Normativa ANEEL nº 941, de 06 de julho de 2021, que disciplinam as hipóteses em que a Análise de Impacto Regulatório (AIR) pode ser dispensado, considerando se tratar de atualização de norma considerada obsoleta, considerando que o valor de referência atualmente em vigor foi delineado em 2015, a praticamente 10 anos:
<i>Art. 7o A AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria, nas hipóteses de:</i>
<i>I - Urgência;</i>
<i>II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;</i>
<i>III - ato normativo considerado de baixo impacto;</i>
<i>IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;</i>
<i>V - ato normativo que vise a manter a convergência a padrões internacionais;</i>
<i>VI - ato normativo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; e</i>
<i>VII - ato normativo que revise normas desatualizadas para adequá-las ao desenvolvimento tecnológico consolidado internacionalmente, nos termos do disposto no Decreto no 10.229, de 5 de fevereiro de 2020.</i>
<i>Parágrafo único. Na hipótese de dispensa de AIR em razão de urgência, a nota técnica deverá, obrigatoriamente, identificar o problema regulatório que se pretende solucionar e os objetivos que se pretende alcançar, de modo a subsidiar a elaboração da ARR. "(Grifo nosso)"</i>
67. Reforça o entendimento quanto a dispensa da realização do AIR no caso aqui analisado, o fato de que o valor de referência atualmente vigente, quando foi definido pela REN 662, não foi precedido por estudo de impacto, exatamente pelo mesmo fundamento dotado agora.
IV - DO FUNDAMENTO LEGAL
68. A atualização do custo de referência de O&M da tecnologia solar fotovoltaica para fins de reembolso da CCC encontra amparo legal, considerando o disposto na Lei no 12.111, de 9 de dezembro de 2009; no Decreto no 7.246, de 28 de julho de 2010 e na Resolução Normativa no 1.016, de 19 de abril de 2022.
V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO
69. Face ao exposto conclui-se que: há necessidade de revisão do valor de referência de O&M da tecnologia solar fotovoltaica para fins de reembolso da CCC de modo a compatibilizá-lo com os custos característicos a esta tecnologia nos dias de hoje . Ainda, propõe-se que a atualização praticada pela CCEE no valor de referência dos custos de O&M pelo IPCA seja apenas aplicada na parcela de CAM (Custo Anual de Manutenção), não havendo reajuste para a parcela de CAT (Custo Anual Total de Substituições de Equipamentos).
70. Conclui-se, ainda, que a atualização do limite de custo de referência de O&M para a tecnologia fotovoltaica nos sistemas isolados, para fins de reembolso da CCC , conforme metodologia apresentada, contribuirá para o uso eficiente dos recursos financeiros da CCC e para a modicidade tarifária.
71. Face ao exposto, recomenda-se que seja realizada Consulta Pública , na modalidade de intercâmbio documental, com vistas a atualizar a referência para o custo de O&M da tecnologia solar fotovoltaica nos sistemas isolados, para fins de reembolso da CCC, nos termos indicados nesta Nota Técnica.
72. Recomenda-se, por oportuno, que as contribuições eventualmente encaminhadas devem ser acompanhadas dos dados e da metodologia de cálculo utilizada , de forma a permitir a colmatação de eventuais lacunas nas informações apresentadas, bem como a reprodução dos cálculos pela Agência.

(Assinado digitalmente)
PAULO CESAR M. DE AVILA E SILVA
Especialista em Regulação (SGM)
(Assinado digitalmente)MARCIO HISSASHI KOMENO Especialista em Regulação (SGM)
RHANNA LORHANI DE MIRANDA
Estagiária (SGM)
RAFAELLA SOUTO MAIOR DAHER RODRIGUES
Estagiária (SGM)

(Assinado digitalmente)
MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica
(Assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

De acordo:
(Assinado digitalmente)
ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica