

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

PROPOSTA DE INTERLIGAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS DO AMAZONAS

**MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(1); PAULO FERNANDO DE MATOS ARAUJO(1); MARIA DE FÁTIMA DE CARVALHO GAMA(1); RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(1)**

RESUMO

Apesar da busca por uma eficiência econômica e energética nos Sistemas Isolados, é estimado que em 2024 cerca de 80% da geração de energia elétrica nos SISOL ocorrerá pela queima de combustível fóssil. Além de poluente, essa geração resulta em elevado custo de geração. Uma forma de contornar essa situação é por meio da interligação de SISOL, aproveitando a matriz mais limpa e barata presente no Sistema Interligado Nacional. Este artigo apresenta as análises realizadas para propor a interligação de Sistemas Isolados no estado do Amazonas, tendo por objetivo estimular estudos mais específicos pela distribuidora local para confirmar a viabilidade de interligar essas localidades.

PALAVRAS-CHAVE

Sistemas Isolados; Interligação; Planejamento da Distribuição; Conta de Consumo de Combustíveis; Amazonas; Pobreza Energética

1.0 INTRODUÇÃO

Por definição, Sistema Isolado (SISOL) é toda região que por razão técnica ou econômica não está eletricamente conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O Amazonas é o estado com maior número de Sistemas Isolados, são 97 localidades [1] das quais, seguindo o estabelecido no Decreto n.º 7.246/2010 e na Portaria n.º 67/2018, 90 delas foram objeto dos Leilões de geração dos Sistemas Isolados n.º 02/2016 (Primeira e Segunda Etapas) e do Leilão dos Sistemas Isolados de 2021, n.º 03/2021.

Segundo informações do Relatório de Planejamento - ciclo 2022 [1], o óleo diesel é o principal responsável pela geração de energia elétrica no Amazonas, sendo utilizado em 92 localidades, enquanto o gás natural é o combustível utilizado nas 5 demais localidades. A utilização de combustíveis fósseis na Amazônia contrasta com a vocação ambiental desta região.

Visando garantir a redução dos impactos da geração de energia nessas localidades, o Decreto n.º 7.246/2010 determina que os Agentes dos Sistemas Isolados devem buscar eficiência econômica e energética, bem como a mitigação de impactos ambientais. Contudo, o Relatório de Planejamento dos Sistemas Isolados – ciclo 2022 informa que, para o ano de 2024, é esperado que 80% da energia gerada nos Sistemas Isolados seja proveniente de combustível fóssil. No Amazonas a situação é ainda mais grave, uma vez que 83% das localidades serão atendidas por Produtor Independente de Energia (PIE) e a geração a óleo diesel ou gás renovável corresponderá à quase totalidade do atendimento da região – de acordo com as informações apresentadas pela distribuidora no âmbito do planejamento.

2.0 OBJETIVO

A fim discutir alternativas para redução do uso de combustíveis fósseis para a geração de energia nos Sistemas Isolados do Amazonas, o presente estudo tem por objetivo identificar as localidades para as quais a interligação poderia ser tecnicamente viável e comparar os custos de conexão da localidade com os custos de geração isolada.

Para tanto, a EPE levou em consideração (i) localidades isoladas que estariam mais próximas de centros atualmente conectados, ou em vias de se conectar, ou ainda localidades isoladas com conexão estimada; (ii) a Base de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD) de 2019; (iii) os preços referenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para instalações de transmissão atualizados em março/2021; (iv) as intenções de interligação informadas pela distribuidora; bem como (v) as informações de mercado apresentadas pela Amazonas Energia no ciclo de Planejamento de 2021 e (vi) os valores de contrato resultantes dos leilões dos Sistemas Isolados.

3.0 METODOLOGIA E PREMISSAS CONSIDERADAS NA ANÁLISE

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) reembolsa a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do SIN. Além disso, os recursos da CCC podem ser utilizados para reembolsar até 100% dos custos de construção de empreendimentos de transmissão ou distribuição, desde que seja comprovado que a interligação promoverá a redução da despesa futura da CCC. Ressalta-se que o agente de distribuição pode solicitar a liberação antecipada dos recursos da sub-rogação da CCC para realizar as obras de interligação, conforme dispõe artigo 9º, inciso II do Decreto n.º 7.246/2010.

3.1 CUSTO DE GERAÇÃO

Para cada localidade analisada foi considerada a previsão de mercado informada pela distribuidora no Relatório Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - ciclo 2021 [2], até 2031, já o valor de carga para o período de 2032 a 2041 foi obtido a partir do crescimento médio apresentado pela distribuidora para os anos anteriores.

Todas as localidades analisadas foram objeto ou do Leilão n.º 02/2016 – Segunda Etapa ou do Leilão n.º 03/2021. Para as localidades que participaram do Leilão de 2016, a formulação do preço de referência considerada foi a apresentada na Equação abaixo.

$$P_{ref} = \frac{RF}{E} + CVU_{O\&M} + i \cdot \{[(x \cdot P_m) + (1 - x) \cdot P_{bio}] + P_{log} + P_{trib}\} \quad (1)$$

Para a Equação (1), a atualização das parcelas do Preço de Referência foi realizada utilizando o IPCA, conforme previsto em Edital, para a receita fixa (RF), para o custo de O&M variável e para a parcela logística (Plog) - considerando a data base de dezembro/2021; já o valor da parcela tributo (Ptrib) foi atualizado considerando o Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final (PMPF) obtido a partir do Ato COTEPE n.º 38, de 22 de outubro de 2021, com ICMS de 18% para o óleo diesel; para o custo do combustível (Pm) foi utilizado o preço médio do óleo diesel S-500 praticado na região Norte, para dezembro/2021, publicado pela ANP; e para o preço do biodiesel (Pbio) foi utilizado o valor resultante do 82º Leilão de Biodiesel para a Região Norte, com entrega prevista para dezembro de 2021.

Já para as localidades que participaram do Leilão de abril de 2021, foram considerados os valores de receita fixa e da parcela variável apresentados como resultado do certame para o Lote II, atualizados pelo IPCA para dezembro de 2021.

A interligação das localidades isoladas ao SIN evita os custos variáveis de geração, obtidos a partir da parcela variável do preço de referência, e da expectativa de energia a ser demandada pela localidade. O cálculo do custo evitado da geração foi realizado para cada ano a partir de 2028. Para fins de simplificação, a interligação foi considerada no primeiro dia do mês de janeiro de 2028 – assumindo início das obras em janeiro de 2024 e a conclusão em dezembro/2027. Da mesma forma, os contratos dos PIEs foram considerados com vigência até 31 de dezembro do ano de encerramento.

Visto que a receita fixa da geração contratada em leilão deve ser honrada até o final do contrato, esse valor não foi considerado como custo evitado com a interligação.

Foi considerado como desembolso efetivo da CCC a diferença entre o custo da energia nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo ACRmédio, valorado ao CME - de 187,46 R\$/MWh [3]. Finalmente, cumpre notar que foi adotada na estimativa taxa de desconto de 8% ao ano, em conformidade com o PDE 2030.

3.2 CUSTO DE INTERLIGAÇÃO

A avaliação dos dados referentes à proposta de interligação de sistemas isolados no Amazonas foi realizada com base nas premissas destacadas a seguir:

- As estimativas de custo consideram a expansão dos sistemas de distribuição em 138 kV e 69 kV, sem incluir adequações necessárias ao sistema local em tensões menores;
- O trajeto estimado para os circuitos buscou seguir as estruturas de distribuição ou estradas já existentes, bem como as margens dos rios, sendo evitados trajetos em floresta fechada, apesar de, em alguns casos, ser necessária a consideração de travessia de corpos de água;
- A avaliação foi realizada somente em relação ao valor do investimento, ou seja, não foi realizada qualquer avaliação quanto à efetividade da solução sob o ponto de vista elétrico;

- Este estudo não objetiva estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos pelo MME e pela ANEEL no processo de sub-rogação da CCC, mas sim comparar o custo de suprimento aos sistemas isolados da Amazonas Energia via geração local com o custo da interligação das localidades ao SIN por meio de obras de distribuição, tendo por objetivo indicar interligações que poderão ser posteriormente estudadas mais profundamente pela distribuidora. Esse estudo mais aprofundado proverá informações sobre a necessidade de utilizar estruturas mais preparadas para regiões alagadiças, a utilização de cabos isolados subaquáticos, alteamento de torres ou outras medidas;
- Ainda no tocante aos custos dos sistemas elétricos de interligação, cabe ressaltar que, sob a ótica de análise financeira, foi adotada abordagem conservadora, com desembolso em parcela única, a fim de obter maior custo;
- Considerando os vários trechos de travessia de corpos de água e suas margens, foi considerado um custo diferencial para estes trechos. Enquanto nos trechos em terra firme foram adotados preços referenciais da ANEEL, na falta de valores específicos para áreas alagadiças e travessias, foram adotados fatores que elevam os custos em relação aos circuitos aéreos: fator de 2,5 em trechos em regiões consideradas alagadiças e fator de 20 em trechos de travessia de corpos de água – sendo este último o fator usado para considerar a adoção de cabos isolados subaquáticos utilizados para travessias de corpos de água em trechos com pelo menos 1 km.
- Os orçamentos para os custos de interligação foram estimados para 2030.
- A configuração do ponto de suprimento aos sistemas isolados foi simples: uma subestação com apenas um transformador abaixador para a tensão de 13.8 kV, com capacidades variando entre 5 e 40 MVA (suficiente para o mercado estimado para cada localidade em 2030, com capacidade ociosa para um crescimento de ao menos 100%), e um circuito simples entre a nova subestação e o ponto de conexão.

Destaca-se que as obras de interligação de algumas localidades são dependentes entre si, ou seja, a conexão de um sistema pode depender de uma ou mais interligações.

3.3 LOCALIDADES AVALIADAS

A tabela abaixo apresenta as localidades avaliadas, agrupadas segundo sua localização e identificação sobre a interligação analisada.

Tabela 1 – Localidades do AM para as quais foi identificada viabilidade técnica para a interligação

Localidade	Grupo	Interligação a partir de:	OBS
LINDÓIA	G-01	Itacoatiara	Itacoatiara apresenta previsão de interligação para 2023
LÁBREA	G-02	Humaitá	Localidade com interligação definida
MATUPI	G-03	Humaitá	
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	G-04	Itapiranga	Itapiranga apresenta previsão de interligação para 2023
URUCARÁ	G-05	G-04 – São Sebastião do Uatumã	-
CABORI E MOCAMBO	G-06	G-05 – Urucará	-
		Parintins	Parintins interligada ao SIN em 2023
NHAMUNDÁ	G-07	G-06 - Cabori	-
BORBA	G-08	Nova Olinda do Norte	Há previsão de interligação de Nova Olinda do Norte após a interligação de Parintins ao SIN, segundo informado pela Amazonas Energia
AUGUSTO MONTENEGRO	G-09	Boa Vista dos Ramos	Há previsão de interligação de Boa Vista dos Ramos a Parintins após a interligação dessa ao SIN, segundo informado pela Amazonas Energia
NOVO CÉU	G-10	Autazes	Possibilidade de interligação de Autazes a Parintins, segundo informado pela Amazonas Energia
CAREIRO	G-11	Mauá III	Mauá III já está interligada ao SIN
CASTANHO E MANAQUIRI	G-12	Manacapuru	Manacapuru já está interligada ao SIN

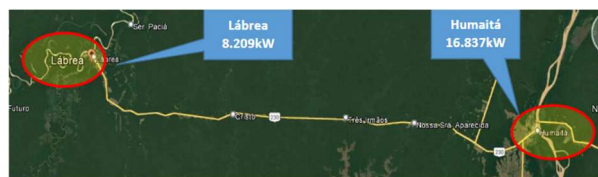


Figura 2 - Proposta de Interligação de Lábrea a Humaitá

4.3. G-03 MATUPI

Assim como visto para Lábrea, a conexão da localidade Matupi pode ocorrer via Humaitá também em 138 kV. O trajeto acompanha a rodovia BR-230, porém, neste caso, na saída de Humaitá existe uma travessia do Rio Madeira e dessa forma o trajeto considera sobre fatores, apesar da maior parte do trecho ser considerado de terra firme. O custo total da interligação foi estimado em R\$ 80,1 milhões. Essa interligação tem potencial para reduzir os dispêndios da CCC a partir de 2033.



Figura 3 – Proposta de interligação de Matupi a Humaitá

4.4. G-04 SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ

Para a localidade de São Sebastião do Uatamã foi considerada a conexão em 138 kV por Itapiranga. O trajeto acompanha a LT 500 kV Oriximiná - Silves, considerando sobre fatores em trechos de travessia de corpos de água e de regiões alagadiças totalizando R\$ 45,6 milhões.

O custo de interligação se iguala aos custos de geração variável até 2035, sendo responsável por reduzir os dispêndios da CCC a partir desse ano, evitando, ainda, a realização de novo leilão de geração para a localidade.

4.5. G-05 URUCARÁ

A conexão de Urucará seria uma continuação do ramal de São Sebastião do Uatamã, em 138 kV. O trajeto poderia acompanhar também a LT 500 kV Oriximiná – Silves até se aproximar do sistema de distribuição local e seguir para um ponto mais central para a localização da subestação. Esse trajeto considera trechos em regiões alagadiças e possui custo estimado de R\$ 29,7 milhões. É esperado que essa interligação tenha seu *payback* em 2030.



Figura 4 – Proposta de Interligação de São Sebastião do Uatamã e Urucará

4.6. G-06 CABORI E MOCAMBO

A interligação de Cabori foi pensada para ocorrer a partir do ramal de Urucará, em 138 kV, onde o trajeto acompanharia a LT 500 kV Oriximiná – Silves até se aproximar do sistema de distribuição local. O traçado considera sobre fatores, com trechos de travessia de corpos de água e de regiões alagadiças. O valor estimado para essa interligação é de R\$ 42,7 milhões.

Dada a carga dessas localidades, não é esperado que essa interligação venha a reduzir os dispêndios da CCC antes de 2041, horizonte dessa análise.



Figura 5 - Proposta de interligação de Cabori e Mocambo

4.7. G-07 NHAMUNDÁ

A conexão prevista para Nhamundá é a continuação da conexão de Cabori, onde o trajeto acompanha o da LT 500 kV Oriximiná – Silves até se aproximar do sistema de distribuição local. Esse traçado já encontra uma quantidade maior de travessias e, como pior cenário, alguns trechos de travessia subaquáticas também foram considerados, além de trechos em regiões alagadiças. O custo total para a interligação foi orçado em R\$ 74,3 milhões.

Avaliando os benefícios da interligação de Cabori, Mocambo e Nhamundá de forma conjunta, obtém-se custo de interligação de R\$ 117 milhões, a partir de Urucará, onde os custos dessa conexão passam a ser compensados a partir de 2036.

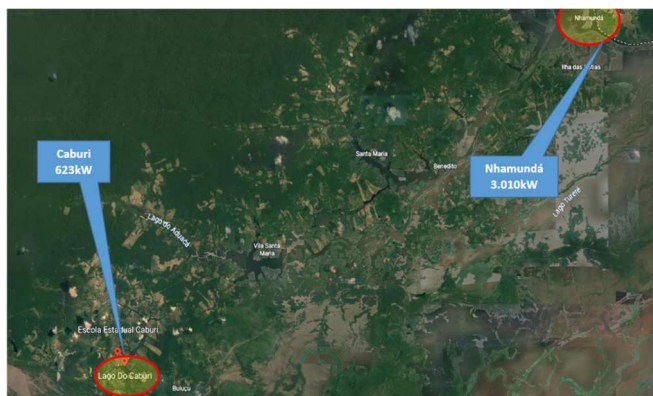


Figura 6 - Proposta de Traçado para a Interligação de Nhamundá a Cabori

4.8. G-08 BORBA

A Amazonas Energia informou que após a interligação de Parintins ao SIN, ela pretende seguir com a interligação para outras localidades, incluindo Nova Olinda do Norte, a partir da qual a EPE identificou a viabilidade técnica para a conexão de Borba.

Na ausência de estradas, o melhor trajeto entre Nova Olinda do Norte e Borba é pela margem do Rio Madeira, onde elas se encontram. Dessa forma, é esperado que boa parte do trajeto passe por regiões alagadiças. Do outro lado do Rio Madeira, entre Borba e Nova Olinda do Norte, está localizada Axinim, localidade com baixa demanda, mas cuja conexão via Borba pode ser avaliada no futuro. O mercado de Axinim foi considerado na escolha da capacidade do transformador, pensando numa conexão em 13,8 kV.

A atual geração de energia elétrica em Borba é realizada por PIE contratado no Leilão n.º 02/2016 – Segunda Etapa, com contrato de geração até 2024, podendo ser renovado até 2029. Desta forma, a interligação em 2028, ao custo

de R\$ 59,8 milhões, tende a reduzir os dispêndios da CCC, igualando-se aos custos de geração, em 2030 por evitar a realização de novo leilão de geração para a localidade.



Figura 7 - Proposta Interligação Borba

4.9. G-09 AUGUSTO MONTENEGRO

Considerando que a carga de Augusto Montenegro está entre as menores da região e que não existe um acesso fácil para essa localidade, a avaliação consistiu em medir a distância em linha reta entre Augusto Montenegro e Boa Vista do Ramos, cuja interligação se dará via Parintins, considerando trajeto em terras alagadiças. Mesmo com as simplificações, o custo da interligação se mostrou elevado, R\$ 42,5 milhões, com isso, a geração isolada ainda se mostra mais vantajosa para essa localidade.



Figura 8 - Proposta de interligação de Augusto Montenegro

4.10. G-10 NOVO CÉU

Dentre as conexões que a distribuidora informou que pretende realizar a partir de Parintins estão Nova Olinda do Norte e, a partir dessa, Autazes, que pode ser o ponto de partida para a interligação de Novo Céu. O trajeto na saída de Autazes não é simples, com travessia do Rio Autaz-Açú, mas na sequência o traçado seguiria basicamente o caminho que já apresenta alguma estrutura da distribuição e parte da rodovia AM-254, com custo estimado de R\$ 40,4 milhões - assumindo como verdadeira a premissa de que a distribuidora irá interligar Autazes ao SIN com recursos próprios.

Diante dessas considerações, foi verificado que as obras de interligação têm o seu *payback* em 2031.



Figura 9 - Proposta de interligação de Novo Céu

4.11. G-011 CAREIRO

O centro de Careiro da Várzea está localizado a pouco mais de 10 km da capital Manaus, cuja subestação mais próxima é a Mauá III 230/69 kV. Apesar da curta distância, essa conexão depende da travessia inevitável do Rio Amazonas, devendo ser considerados trechos significativos de cabos subaquáticos, com custo estimado de R\$ 39,8 milhões. Dada a carga da localidade, é esperado que a interligação passe a reduzir os desembolsos da CCC a partir de 2032.



Figura 10 - Proposta de interligação de Careiro

4.12 G-012 CASTANHO E MANAQUIRI

Os centros de Castanho e Manaquiri estão a menos de 100 km de distância da Capital Manaus. Assim como ocorre para Careiro, a dificuldade de acesso consiste na necessidade de atravessar um rio, no caso o Rio Solimões. O trecho de maior complexidade ocorre entre Manacapuru para Manaquiri, onde ocorre a travessia do rio, passando por uma região mais alagadiça, posteriormente seguindo o trajeto por estruturas de distribuição existentes. O trajeto entre Manaquiri e Castanho pode seguir pela rodovia AM-354 sendo um trecho mais simples.

O custo total estimado para a interligação é de R\$ 124 milhões. Apesar de parecer um montante expressivo, a carga dessas localidades eleva o custo de geração, e com isso, é esperado que a interligação consiga reduzir os dispêndios da CCC já no ano seguinte da interligação, 2029.



Figura 11 - Proposta de interligação de Castanho e Manaquiri

4.13 G-013 CAAPIRANGA, CAMPINAS E SACAMBU

Caapiranga, Campinas e Sacambu estão a oeste de Manacupuru, localidade já interligada ao SIN, do outro lado do Lago Sacambu. A avaliação do trajeto para a interligação dessas localidades considerou a instalação de subestação próxima a Campinas, que está localizada em posição central em relação às outras duas localidades. O trajeto atravessa trechos alagadiços e corpos de água, mas há trechos onde, aparentemente, já existem caminhos pela floresta.

A avaliação aqui apresentada é simplificada considerando a interligação de Campinas a Manacupuru, devendo ainda ser considerado custo adicional para a interligação de Campinas a Sacambu e a Caapiranga em nível de tensão de 13,8 kV. O custo de investimento da subestação já considera transformador com capacidade para atender às três localidades. O custo obtido para a interligação é de R\$ 51,2 milhões, o que não tende a reduzir os dispêndios da CCC para essas localidades, indicando, do ponto de vista puramente econômico, ser mais vantajoso atender essas localidades por meio de geração isolada.



Figura 12 - Proposta de interligação de Caapiranga, Campinas e Caapiranga

4.14 G-014 NOVO AIRÃO

Para a localidade de Novo Airão foi considerada conexão em 138 kV por Manacupuru. O trajeto projetado para a Linha de Distribuição acompanha a rodovia AM-352, sem a necessidade de travessia de rios, trajeto integralmente em terra firme, com custo total estimado em R\$ 47,2 milhões, valor suficiente para reduzir os desembolsos da CCC já a partir de 2029.



Figura 13 - Proposta de Interligação da localidade Novo Airão

4.15 G-015 ANAMÃ

A conexão avaliada para Anamã parte de Manacapuru, atravessando o Lago Sacambu e seguindo pela margem do rio Amazonas, cruzando rio e passando por regiões alagadiças, com custo total orçado em R\$ 64,1 milhões. O custo elevado dessa interligação não se mostra competitivo frente aos custos de geração, indicando ser mais vantajoso manter essa localidade isolada.

4.16 G-016 BERURI

A conexão de Beruri foi pensada para ser uma continuação do ramal de Anamã. O trajeto segue pela margem do Rio Solimões, cruza-o para então seguir pela margem do Rio Purus até chegar ao centro de Beruri, com custo de R\$ 66,5 milhões. As localidades de Caviana e Tuiuié estão próximas, mas a conexão até essas localidades não foi avaliada devido às suas baixas demandas, contudo a escolha da capacidade do transformador aqui apresentado levou em consideração o mercado das três localidades.

Como foi visto, a interligação de Beruri ao SIN depende da interligação de Anamã, dessa forma, foi realizado análise conjunta da interligação dessas localidades. A conexão de Manacapuru – Anamã - Beruri se iguala aos custos de geração no ano de 2041, evitando a necessidade de novo leilão para essas localidades e reduzindo o valor a ser desembolsado pela CCC.



Figura 14 - Proposta de interligação de Anamã e Beruri

4.17 G-017 ANORI

Assim como Beruri, a conexão de Anori também parte do ramal de Anamã. O trajeto segue basicamente pela margem do Rio Solimões até encontrar as estruturas locais de distribuição, com custo total estimado em R\$ 47,1 milhões, valor superior ao custo de geração que pode ser evitado para essa localidade, ou seja, para Anori, não é esperado que a interligação venha a reduzir os custos da CCC.



Figura 15 - Proposta de interligação de Anori

4.18 RESUMO DOS RESULTADOS

A Tabela abaixo apresenta o resumo dos resultados encontrados nesse estudo, indicando as localidades para as quais a interligação se mostra uma alternativa viável, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, e o ano a partir do qual é esperado que os custos da interligação venham a se igualar aos custos de geração, considerando a entrada em operação do sistema de distribuição em 2028.

Localidade	Grupo	Demanda Máxima 2024 (kW)	Custo Interligação (R\$)	Interligação tende a reduzir os dispêndios da CCC?	Ano payback
LINDÓIA	G-01	1.094	40,7	SIM	2038
LÁBREA	G-02	7.693	72,6	SIM	2030
MATUPI	G-03	3.954	80,1	SIM	2033
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	G-04	1.741	45,6	SIM	2035
URUCARÁ	G-05	3.370	29,7	SIM	2030
CABORI, MOCAMBO e NHAMUNDÁ	G-06 e G-07	3.865	117,0	SIM	2036
BORBA	G-08	4.658	59,8	SIM	2030
AUGUSTO MONTENEGRO	G-09	243	42,5	NÃO	-
NOVO CÉU	G-10	3.102	40,4	SIM	2031
CAREIRO	G-11	2.662	39,8	SIM	2032
CASTANHO E MANAQUIRI	G-12	18.897	124,0	SIM	2029
CAAPIRANGA, CAMPINAS E SACAMBU	G-13	2.308	51,2	NÃO	-
NOVO AIRÃO	G-14	4.128	47,2	SIM	2029
ANAMÃ e BERURI	G-15 e G-16	4.476	130,6	SIM	2041
ANORI	G-17	3.080	47,1	NÃO	-

5.0 CONCLUSÕES

Nesse estudo a EPE procurou avaliar as localidades isoladas do Amazonas para as quais a interligação ao SIN se mostra tecnicamente viável para os próximos anos e, a partir dessa avaliação, foram estimados os custos interligação com base nos traçados propostos para as linhas de distribuição. Nessa análise foram considerados os custos evitados com a geração local das termelétricas contratadas nos leilões n.º 02/2016 e 03/2021 após a interligação das localidades ao SIN.

Cabe destacar que os custos das obras de distribuição dependem de avaliação detalhada, a ser realizada junto à ou pela distribuidora, devendo ser avaliadas, inclusive, questões ambientais para os trajetos propostos, visto que alguns

deles seguem por margem de rios em área de floresta e incluem travessias de rios e áreas alagadiças.

Como resultado, concluiu-se que a interligação pode reduzir os dispêndios da CCC para 16 das 21 localidades avaliadas, com o investimento na interligação compensando os custos de geração variando de 1 ano (Novo Airão, Castanho e Manaquiri) a 13 anos (Anamã e Beruri). Somente para Anori, Augusto Montenegro e Caapiranga (junto com Campinas e Sacambu) a interligação não se mostrou viável.

Salienta-se que a análise realizada é sensível em relação aos dados de entrada e, dessa forma, qualquer alteração em relação às premissas adotadas requer a revisão do estudo realizado.

Pode-se afirmar que o presente estudo cumpriu com o seu objetivo, visto que a distribuidora local, ao longo de 2022 e 2023 elaborou um conjunto de estudos de detalhamento para várias das localidades avaliadas nesse trabalho, sob acompanhamento da EPE e do MME. Na data de elaboração desse artigo as propostas de interligação detalhadas pela distribuidora estavam sob análise da EPE, e por meio das conclusões e informações dessa análise, o Poder Concedente poderá dar seguimento à aplicação de políticas públicas vigentes para concretizar a interligação das localidades propostas.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023/2027 – Ciclo 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-713/EPE-NT-Planejamento%20SI-Ciclo_2022_r0.pdf. Acesso em 15 de junho de 2023.

[2] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-652/EPE-NT-Planejamento%20SI-Ciclo_2021_r2.pdf. Acesso em 15 de junho de 2023.

[3] MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em 21 de março de 2022.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) MICHELE ALMEIDA DE SOUZA Formada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com mestrado em Planejamento Energético (COPPE/UFRJ). Atuou por 5 anos como Engenheira de Pós-Operação no ONS antes de ingressar na EPE em 2013, como Analista de Pesquisa Energética na Diretoria de Estudos de Energia Elétrica. Dentre as principais atividades desenvolvidas estão a participação nos Leilões de Geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados (SI) e a condução de estudos visando redução do custo de geração, a redução das emissões e a melhoria da qualidade de vida da população local.

(2) PAULO FERNANDO DE MATOS ARAUJO Engenheiro eletricista com graduação pela UFRJ (2010), mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2012) e bacharel em Sistemas de Informação pela UNIRIO (2014). Analista de Pesquisa Energética na EPE desde 2013, atuando no planejamento da transmissão de energia elétrica.

(3) MARIA DE FÁTIMA DE CARVALHO GAMA Engenheira Eletricista pela PUC-RJ e Pós-Graduação em Sistemas de Potência pela PUC-RJ. 2005-2019 - EPE - Empresa de Pesquisa Energética Desenvolveu diversas funções e atividades na Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica como Assessora de Chefe de Departamento de Transmissão de Energia, Consultora Técnica e Superintendente Adjunta. Desde 2019 atua como Analista de Pesquisa Energética. Participou da coordenação e/ou elaboração de diversos estudos de planejamento da expansão da transmissão para atendimento a carga e

escoamento de geração; expansão das interligações nacionais e internacionais; preparação do capítulo da Transmissão do Plano Decenal de Energia. 2007 - 2011 - Atuou como Diretora Administrativa do Cigré-Brasil

(4) RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO
Graduado em Engenharia Elétrica pela UFMG (2010) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Edimburgo (2019). Em 2011 atuou como engenheiro de projetos de proteção e controle de subestações na Proel Engenharia. Em 2012 e 2013, atuou como Engenheiro de Sistemas de Potência na área de pré-operação do CNOS e COSR-NCO do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Desde 2013 atua na Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) como analista de pesquisa energética, ocupando desde 2022 o cargo de consultor técnico, coordenando os estudos de expansão da transmissão das regiões Norte e Nordeste.