

Uma Proposta para Integração ao Sistema Interligado Nacional de Localidades Isoladas da Margem Direita do Baixo Amazonas

Albert C.G. Melo

UERJ

albert.melo@ime.uerj.br

Antônio R.D. Carvalho

Consultor

aricardo.cdc@gmail.com

Rio de Janeiro - RJ

Cesar R. Zani

Consultor

crzani@gmail.com

Guilherme B. Costa

{guilherme.braga; magno.silva; paulo.valente}@amazonasenergia.com

Jorge L. Honda

Amazonas Energia

jorge.honda@amazonasenergia.com

Magno J. Silva

Amazonas Energia

Manaus - AM

Paulo J.V. Caxeixa

Brasil

Abstract: Brazil currently has 212 Isolated Systems located in 7 states (97 in Amazonas), serving a population of 3.1 million inhabitants. Diesel oil generation still predominates in these systems (58% share in 2024) and represents a considerable impact on power industry accounts, being subsidized through the Fuel Consumption Account (CCC). The CCC also makes it possible to reimburse distribution or transmission networks that can contribute to reducing their expenses, encouraging the integration of isolated locations to the SIN, and remaining in line with the intention of including the Brazilian Amazon in a transition policy energy. However, the difficulties of access and logistics, as well as the geographical characteristics of the Amazon region, pose considerable challenges for the implementation of transmission lines and, mainly, for the operation and maintenance of the systems within adequate standards of quality and reliability of supply. This work describes the main aspects of a proposal, elaborated by Amazonas Energia, for integration into the SIN, of a group of isolated localities on the right bank of the lower Amazon River. The proposal, with two supply points, meets the N-1 reliability criterion, is technically and economically viable (payback of 4.7 years) and generates savings of R\$ 1.3 billion throughout 20 years.

Resumo: O Brasil possui hoje 212 Sistemas Isolados localizados em 7 estados (97 no Amazonas), atendendo uma população de 3,1 milhões de habitantes. A geração a partir do óleo diesel ainda predomina nesses sistemas (participação de 58% em 2024) e representa um considerável impacto nas contas setoriais, sendo subsidiada por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). A CCC também possibilita o reembolso de obras de distribuição ou transmissão que venham a contribuir para a redução de seu dispêndio, estimulando a integração de localidades isoladas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), e estando em linha com a intenção de se incluir a Amazônia brasileira em uma política de transição energética. Contudo, as dificuldades de acesso e logística, assim como as características geográficas da região amazônica, impõem desafios consideráveis para a implantação de linhas de transmissão e, não menos relevante, em operar e manter os sistemas dentro de padrões de qualidade de fornecimento e confiabilidade adequados. Este trabalho descreve os principais aspectos de uma proposta, elaborada pela Amazonas Energia, para integração ao SIN, de um conjunto de localidades isoladas da margem direita do baixo Amazonas. A proposta, com dois pontos de suprimento, atende ao critério de confiabilidade N-1, é viável técnica e economicamente (*payback* de 4,7 anos) e gera uma economia de R\$ 1,3 bilhão ao longo de 20 anos.

Keywords: Isolated systems; Integration of electrical systems; Power systems planning; Reliability analysis; Economic evaluation; Analysis of electrical systems; Brazilian Amazon.

Palavras-chaves: Sistemas isolados; Integração de sistemas elétricos; Planejamento de sistemas elétricos; Análise de confiabilidade; Avaliação econômica; Análise de sistemas elétricos; Amazônia brasileira.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no ciclo de planejamento 2022 para o horizonte 2023 a 2027, elaborado a partir das informações disponibilizadas pelas distribuidoras de energia, o Brasil possui 212 Sistemas Isolados (EPE, 2022a) que são atendidos por 8 distribuidoras e localizados em 7 estados, abrangendo uma população de 3,1 milhões de habitantes (1,4% da população brasileira) nos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima e Pernambuco (Ilha de Fernando de Noronha). Desse total, 37 localidades têm previsão de interligação ao Sistema

Interligado Nacional (SIN) até 2027. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o consumo nos Sistemas Isolados é igual a 0,6% da carga de energia do SIN.

Nos Sistemas Isolados há desde pequenas comunidades, com população de cerca de 100 habitantes como é o caso de Carvoeiro (AM) e Pedras Negras (RO), até cidades maiores, como Cruzeiro do Sul (AC) e Boa Vista (RR) - única capital ainda não conectada ao SIN - com população superior a 89 mil e 436 mil habitantes respectivamente.

A geração a partir do óleo diesel ainda predomina nos Sistemas Isolados e o suprimento de energia elétrica depende da logística de fornecimento desse combustível. As

dificuldades de acesso às localidades implicam uma logística complexa de fornecimento de combustível, associada à necessidade da disponibilidade de tanques de armazenamento para a sua adequada estocagem, podendo, eventualmente, sofrer interrupções em épocas de estiagem.

Apesar da população abrangida e do consumo de energia nos Sistemas Isolados serem modestos, o suprimento de energia associado representa um considerável impacto nas contas setoriais: o Decreto nº 7.246/2010, estabelece que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), reembolsará a diferença entre o custo total de geração de energia nos Sistemas Isolados e a valoração dessa energia pelo custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN; ou seja, a geração nos Sistemas Isolados é subsidiada por meio da CCC.

De acordo com o Relatório de Orçamento das Contas Setoriais de 2023, elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o orçamento previsto para a CCC em 2023 é de R\$11,95 bilhões, cerca de 1% maior que o aprovado para 2022 (CCEE, 2022). Dado este montante de dispêndios, passa a ser relevante a busca de alternativas que contribuam para a redução dos custos de geração dos Sistemas Isolados.

Com o intuito de reduzir as despesas e aumentar a eficiência da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, desde 2014 o MME vem promovendo vários leilões para suprimento de energia, englobando localidades dos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima. Essa modalidade de contratação tem se estabelecido como a principal forma de suprimento e deverá responder por cerca de 87% das usinas em operação em 2024, sendo que 58% de geração ainda será a partir de usinas a óleo diesel.

Mais recentemente, em linha com a intenção de incluir a Amazônia brasileira em uma política de transição energética, há uma tendência de os leilões passarem a estimular a substituição do óleo diesel por outros combustíveis e recursos renováveis, ou ainda a instalação de plantas híbridas, combinando a fonte diesel com a solar e/ou bateria.

Adicionalmente ao reembolso da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, o Decreto nº 7.246 ainda possibilita que a CCC reembolse obras de distribuição ou transmissão de energia elétrica, desde que tais obras venham a contribuir para a redução de seu dispêndio, abrindo espaço para estimular a integração de localidades isoladas ao SIN.

Além disso, desde a edição do Decreto nº 9.047/2017, estabeleceu-se uma política visando antecipar recursos sub-rogados para a execução de obras, no âmbito de distribuição e transmissão, que interliguem localidades isoladas, desde que tais obras tenham a execução determinada pelo MME.

Por fim, o Decreto nº 11.059/ 2022, regulamentou o Programa de Redução Estrutural de Custos de Geração de Energia na Amazônia Legal e de Navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins – Pró-Amazônia Legal, abrindo mais uma frente para aprimoramento, gestão e redução, via integração elétrica, dos sistemas isolados.

Com relação ao estado do Amazonas, é o que apresenta o maior número de Sistemas Isolados (97 no total), todos sob responsabilidade da Amazonas Energia, abrangendo 1,775 milhão de pessoas, com carga total de 1.560 GWh e demanda total de 281 MW, para 2023. Essas localidades são bastante diversas, incluindo tanto pequenas localidades como Carvoeiro, com demanda máxima de 33 kW, quanto por cidades maiores como Tefé, com demanda de 19.842 kW - previsões para 2024 (EPE, 2022a).

No sentido de buscar a substituição de geração térmica no interior do estado, a Amazonas Energia (AmE) já obteve o enquadramento pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC para interligação ao SIN das seguintes localidades, com previsão de até 2026: Humaitá, Itacoatiara, Itapiranga, Parintins, Rio Preto da Eva e Silves.

Mais recentemente, sob demanda do MME, a EPE elaborou um estudo para identificar localidades isoladas do Amazonas que podem apresentar benefícios econômicos com a interligação ao SIN (EPE, 2022b). Por sua vez, a AmE, detentora do conhecimento técnico e dos desafios logísticos de sua área de concessão, tem realizados estudos de planejamento de interligação ao SIN de regiões isoladas, com vistas a propor ao Poder Concedente soluções de integração ao SIN que sejam viáveis técnica e economicamente, dentro das regras de sub-rogação da CCC.

Ressalta-se que a grande maioria das localidades isoladas estão situadas ao longo das calhas dos rios, particularmente no Estado do Amazonas, onde a via fluvial representa o principal modal de acesso e transporte. Constata-se, em geral, dificuldades de acesso para essas regiões, e nos períodos de vazante (seca) dos rios, o problema de acesso e abastecimento é agravado, e.g., restringindo a navegação. Mesmo nas localidades com acesso por rodovias, muitas delas apresentam trechos danificados e baixa qualidade de pavimentação, o que piora no período chuvoso amazônico. Essas características evidenciam os desafios da implantação de linhas de transmissão, e de se operar e manter os sistemas elétricos de atendimento às localidades isoladas dentro de padrões de qualidade e confiabilidade adequados.

O objetivo deste trabalho é descrever a abordagem utilizada e os principais aspectos de uma proposta, elaborada pela AmE, para integração ao SIN, de um conjunto de localidades isoladas da margem direita do baixo Amazonas, quais sejam, Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu. São discutidas as questões de confiabilidade de suprimento e apresentados os principais resultados das análises de viabilidade econômica, assim como dos estudos elétricos.

2. ABORDAGEM UTILIZADA PARA A INTEGRAÇÃO AO SIN E OS ASPECTOS DE CONFIABILIDADE

A Figura 1 indica as localidades situadas no baixo Amazonas, incluindo aquelas da margem direita – Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeaçu, e objeto de estudo, aqui referenciadas como MDBA.

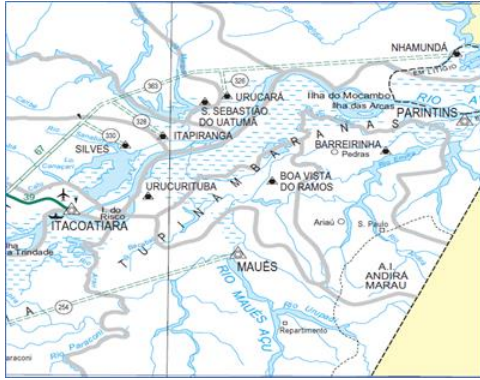


Fig. 1 Localização geográfica das localidades do baixo Amazonas.

Verifica-se na Figura 1 que uma solução de integração ao SIN das localidades MDBA devem observar os seguintes aspectos, entre outros:

- as localidades estão situadas em áreas com pouca ocupação e com grandes extensões de floresta natural preservada;
- há a necessidade de travessia e implantação das estruturas em áreas alagadas;
- existe a necessidade de travessia de rios de grande porte que apresentam grandes variações sazonais de nível e vazão;
- verifica-se a ausência de infraestrutura logística e de serviços especializados.

2.1 Aspectos de Confiabilidade do Suprimento de Energia

Esses aspectos ressaltam os desafios inerentes à implantação de linhas de transmissão, nas condições citadas e, não menos relevante, de operar e manter este sistema dentro de padrões de qualidade de fornecimento e confiabilidade adequados. Deve-se ainda levar em consideração que:

- o nível atual de confiabilidade do suprimento a essas localidades isoladas, por meio de parque térmico local, é bastante elevado (disponibilidade próxima dos 100%);
- a partir da interligação ao SIN dessas localidades (previstas para 2028), há dificuldades na utilização do parque térmico instalado em reserva fria, uma vez que não se pode armazenar o diesel localmente por períodos prolongados, e a dificuldade na logística de transporte do diesel, que poderá durar cerca de uma semana. Além disso, pode haver problemas na partida de máquinas há muito tempo paradas;
- a adoção de soluções de integração dessas localidades ao SIN que impliquem deterioração da confiabilidade de suprimento, por exemplo com aumentos significativos de DEC e FEC, não é razoável para as localidades a serem atendidas, para a Distribuidora nem para Agência Reguladora (ANEEL).

O critério de confiabilidade usualmente adotado no planejamento de sistemas elétricos, tanto no Brasil (CCPE,

2002) quando em outros países (Billinton e Allan, 1984; Helseth e Melo et al. 2023) é o critério determinístico N-1, em que o sistema deve ser capaz de suportar a perda de um elemento qualquer (contingência simples) sem corte de carga e sem violação de limites de grandezas elétricas.

Adotando-se este critério, no caso das localidades MDBA, a manutenção de níveis de confiabilidade adequados e compatíveis com os atuais, pode ser realizada por meio da adoção de redundância de circuitos (circuitos duplos) ou através da existência de mais de uma fonte (ponto) de suprimento ao sistema em análise.

As linhas de transmissão, na solução de integração das localidades MDBA ao SIN, totalizam cerca de 250 km de extensão, e por estarem localizadas na região amazônica, as taxas de falhas por km de linha tendem a ser maiores que em outras regiões do País. Assim, a disponibilidade destas linhas de transmissão torna-se um elemento crítico para a qualidade e confiabilidade de suprimento e uma solução natural seria a duplicação dos circuitos.

Contudo, a duplicação de circuitos somente se torna efetiva para o aumento da confiabilidade, se os eventos que originam as falhas individuais de cada circuito podem ser considerados como eventos independentes do ponto de vista estatístico (Meyer, 1983); neste caso a probabilidade de falha de dois circuitos simultaneamente é dada pelo produto da probabilidade de falha de cada circuito, que tende a ser um valor bastante baixo (Billinton e Allan, 1984).

No caso das localidades MDBA, a assunção da hipótese de independência estatística não é razoável, dadas as características geográficas intrínsecas da região, conforme assinalada anteriormente. Mesmo que estejam em torres separadas, mas em faixas de passagem próximas, um evento que leve a falha de um circuito tem chance elevada de também causar falha em outro circuito, o que caracteriza a chamada “falha ou saída de modo comum”; neste caso, a probabilidade de falha de dois circuitos simultaneamente não é mais dada pelo produto da probabilidade de falha de cada circuito, e torna-se semelhante à probabilidade de falha de um circuito simples, sendo, portanto, não desprezível (Melo et al. 1998; 2006). Uma possibilidade seria utilizar faixas de passagem suficientemente afastadas para eliminar o efeito da “falha ou saída de modo comum”, o que é impraticável na região sob estudo.

Assim, a alternativa mais indicada é prover mais de um ponto (fonte) de suprimento ao sistema em análise, a fim de que, na contingência de um trecho dos circuitos, a carga possa ser alimentada pelo outro ponto de suprimento.

2.2 Solução de Integração ao SIN Proposta para as Localidades MDBA

Diante deste cenário, e com a previsão de interligação neste ano de 2023 das cidades de Parintins e Itacoatiara ao SIN, a AmE propõe o suprimento simultâneo das localidades MDBA a partir de ambas as subestações.

Desta forma, a integração ao SIN se daria por meio da linha LT 138 kV Parintins – Barreirinha em circuito simples e pela

LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba, i.e., pelas subestações de Silves e Oriximiná, ambas em 500 kV, conforme diagrama geoeletrico apresentado na Figura 2 (AmE, 2023). Esta proposta atende ao critério de confiabilidade N-1, devido a existência de dois pontos de suprimento.



Fig. 2 Diagrama geoeletrico para a integração ao SIN das localidades MDBA.

A solução proposta a partir de dois pontos de suprimento propicia, por exemplo, em caso de perda do circuito da subestação 138 kV Parintins para Barreirinha, a continuidade do atendimento ao próprio município de Barreirinha, assim como aos municípios de Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu, que passa a ser realizado a partir da subestação de Itacoatiara. O mesmo ocorre se houver perda da LT 138 kV Itacoatiara - Urucurituba, i.e., ainda haverá continuidade ao atendimento às localidades citadas anteriormente pela SE Parintins.

A avaliação do benefício econômico e a demonstração de viabilidade da integração dentro das regras de sub-rogação da CCC estão apresentadas na Seção 3.

Já os resultados dos estudos elétricos (simulações de fluxo de potência em regime permanente, de análise de contingências, de energização das linhas de transmissão 138 kV, de rejeição de carga e avaliação dinâmica preliminar da operação do tronco 138 kV Parintins – Itacoatiara – Silves) para esta solução de integração estão descritas em (AmE, 2023) e resumidas nas Seções 4 a 8. Nestes estudos foram utilizados os programas ANAREDE e ANATEM, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2023a, 2023b), utilizando os conceitos, critérios e procedimentos definidos em (Stevenson, 1986; CCPE, 2002; ONS, 2016, 2020; ANEEL, 2021). Por fim, embora não estejam descritos neste trabalho, estudos iniciais de curto-circuito não apontaram valores de corrente de curto-circuito no tronco de 138 kV que inviabilizassem sua implantação.

3. AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DA INTEGRAÇÃO PROPOSTA (CRITÉRIO N-1)

3.1 Estimativa de Orçamento para SEs e LTs

Para fins de elaboração do orçamento da proposta de integração, nas estimativas dos custos de subestações foi utilizado o Banco de Preços de Referência da ANEEL. Já para as linhas de transmissão, os custos modulares da ANEEL foram adaptados para levar em consideração características específicas da região em estudo.

Por exemplo, a maioria dos trechos está situada em mata fechada, com árvores com altura acima de 40 metros, e algumas áreas de vegetação permanente, que devem ser preservadas. A região apresenta topografia bastante acidentada e elevado índice pluviométrico; entre os meses de dezembro a julho, a região, por ser área de várzea, oscila entre o encharcado e alagado. Essas características implicaram a necessidade de escolher uma família de torres especial, com alturas e fundações diferentes dos padrões convencionais. Adicionalmente, há a necessidade de se realizar travessias aéreas e subaquáticas de rios caudalosos. Como consequência, os custos unitários das linhas ficaram, em geral, acima da referência da ANEEL. Por sua vez, o cronograma de obras foi elaborado prevendo a energização para o ano de 2028.

A estimativa de custos obtida para a integração das localidades MDBA aos SIN foi de R\$ 812 milhões.

3.2 Comparação Econômica das Alternativas de Atendimento

Inicialmente, foram calculados os custos anuais de suprimento das localidades MDBA *sem a interligação*, i.e., pelo parque térmico atualmente instalado (óleo diesel), no período de 2028 a 2048, utilizando a projeção de mercado elaborada pela AmE (AmE, 2023). O valor presente (VP) destes custos no ano de 2023, considerando uma taxa de desconto de 8% a.a., foi de R\$ 2, 251 bilhões.

Em seguida, foram computados, agora *considerando a interligação*, os custos anuais da energia a ser suprida pelo SIN, utilizando como estimativa do preço médio do ACR o custo marginal de expansão médio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (EPE, 2020; 2022b), no valor de R\$ 187,46/MWh. O VP destes custos no ano de 2023 foi de R\$ 432 milhões.

A Tabela 1 apresenta a comparação do valor presente das alternativas de atendimento, i.e., solução de integração proposta pela AmE (critério N-1) e geração térmica local.

Tabela 1. Comparação do VP no ano de 2023 das alternativas: proposta AmE versus geração térmica local.

Integração ao SIN (R\$ milhões)		Geração Térmica Local (R\$ milhões)	
Investimento	Energia SIN	Investimento	Energia
552	432	2.251	2.251
Total: 984		Total: 2.251	
Economia: 1.270		Payback: 4,7 anos	

3.3 Benefício Econômico da Integração Proposta

A avaliação do benefício econômico da integração ao SIN das localidades de Barreirinha, Boa Vista dos Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cametá e Itapeçu, proposta pela AmE e adotando o critério de confiabilidade N-1, mostra-se economicamente viável, com *payback* de 4,7 anos e gerando uma economia de R\$ 1,270 bilhão ao longo de 20 anos.

4. FLUXO DE POTÊNCIA

A Figura 3 apresenta o fluxo de potência para o regime permanente em carga pesada, para o ano de 2038. Nos

estudos realizados, tanto em carga pesada como em carga leve, considerou-se presente um reator de linha de 5 Mvar associado ao terminal Barreirinha da LT 138 kV Barreirinha – Boa Vista dos Ramos, verificado como necessário durante o estudo de rejeição no tronco de transmissão de 138 kV.

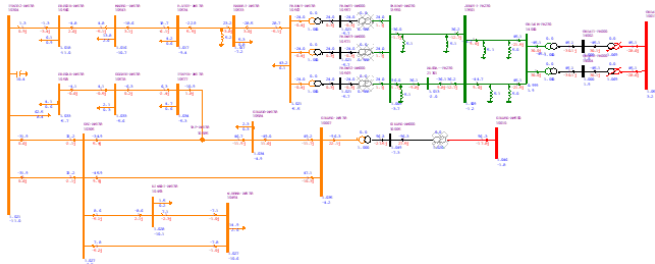


Fig. 3 Fluxo de potência em regime normal de operação para o patamar de carga pesada.

Os estudos elétricos de análise de contingências, de energização e de rejeição de carga, descritos nas Seções 5 e 6, a solução proposta pela AmE para a integração ao SIN das localidades MDBA, considerando o critério de confiabilidade N-1 com dois pontos de suprimento, apresentaram a necessidade de instalação dos equipamentos de compensação reativa listados na Tabela 2.

Tabela 2. Compensação reativa requerida.

SE/LT 138 kV	Equipamentos	Motivo
LT 138kV Barreirinha–Boa Vista dos Ramos	Reator fixo de 5 Mvar - terminal de Barreirinha	Rejeição de carga
SE 138 kV Maués	Reator manobrável de 5 Mvar - terminal de Maués	Energização

5. ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Foram analisadas as contingências simples listadas abaixo nos transformadores e nas linhas de transmissão que interligam o sistema de 138 kV às subestações de 500/138kV Silves e 230/138 kV Parintins, na condição de carga pesada. Mais detalhes em (AmE, 2023).

- TR 500/138 kV Silves;
- TR 230/138 kV Parintins;
- LT 138 kV Silves – Seccionadora C1;
- LT 138 kV Silves – Silves II C1;
- LT 138 kV Seccionadora – Silves II/Itapiranga C1;
- LT 138 kV Seccionadora – Itacoatiara C1;
- LT 138 kV Seccionadora – Lindóia C1;
- LT 138 kV Seccionadora – Novo Remanso C1;
- LT 138 kV Lindóia – Novo Remanso C1;
- LT 138 kV Itapiranga – São Sebastião do Uatumã C1;
- LT 138 kV São Sebastião do Uatumã – Urucará C1;
- LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba C1;
- LT 138 kV Urucurituba – Maués C1;
- LT 138 kV Maués – Boa Vista dos Ramos C1;
- LT 138 kV Boa Vista dos Ramos – Barreirinha C1;
- LT 138 kV Barreirinha – Parintins C1.

Na solução proposta, como esperado, na análise de contingência simples da LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba constatou-se que a perda desta LT não provoca violações de tensão no sistema. Observa-se também que o suprimento às localidades MDBA continua a ser realizado a partir da SE Parintins.

Da mesma forma, na análise de contingência simples da LT 138 kV Parintins – Barreirinha C1, a qual se mostrou como a contingência mais crítica do ponto de vista de controle de tensão, constatou-se que a perda desta LT não provoca violações de tensão no sistema, e que o suprimento às localidades MDBA continua a partir da SE Itacoatiara. Repetiu-se essa mesma contingência considerando a hipótese dos bancos de capacitores manobráveis da SE Itacoatiara estarem desconectados (condição mais severa do ponto de vista de controle de tensão). Pode-se observar, conforme Figura 4, que não há violações.

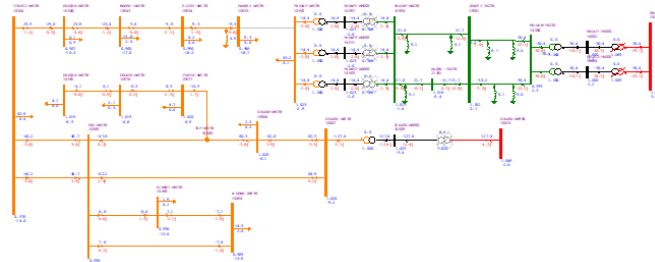


Fig. 4 Contingência simples da LT 138 kV Parintins – Barreirinha C1 sem banco de capacitores na SE Itacoatiara.

Chama-se a atenção que, na contingência da perda do transformador da SE Silves o sistema poderá apresentar colapso de tensão. Tendo em vista este resultado, como outros apresentados a seguir e em (AmE, 2023), sugere-se a incorporação de uma segunda unidade de transformação 500/138 kV na SE Silves.

6. ENERGIZAÇÃO

Para as análises de energização foi considerado o patamar de carga leve, que corresponde ao cenário de menor carregamento nas linhas, configurando-se, portanto, como o cenário mais crítico para controle de tensão e energização.

Foi simulada a energização fluente (sem tomada de carga) tanto no sentido Silves → Itacoatiara → Urucurituba → Maués → Boa Vista dos Ramos → Barreirinha, quanto no sentido Parintins → Barreirinha → Boa Vista dos Ramos → Maués → Urucurituba → Itacoatiara → Seccionadora → Silves.

Como ilustração da energização mais crítica a partir SE 500/138 kV Silves, destaca-se a energização da LT Barreirinha – Parintins C1 a partir de Barreirinha, a qual foi simulada no sentido Barreirinha → Parintins. Considerou-se em operação o reator de 5 Mvar associado ao terminal Barreirinha da LT 138 kV Boa Vista dos Ramos – Barreirinha e o reator de 5 Mvar associado ao terminal Maués da LT 138 kV Urucurituba - Maués. Obteve-se tensão de 1,104 pu na barra da SE Boa Vista dos Ramos; 1,106 pu no terminal aberto em Parintins, conforme Figura 5.

Já como exemplo da energização a partir da SE 230/138 kV Parintins, apresenta-se a energização da LT Urucurituba – Itacoatiara C1 a partir de Urucurituba (vide Figura 6), a qual foi simulada no sentido Urucurituba → Itacoatiara. Obteve-se tensão de 1,091 pu na barra da SE 138 kV Boa Vista dos Ramos; 1,099 pu na barra da SE 138 kV Maués; 1,103 pu na

barra da SE 138 kV Urucurituba e 1,104 pu na barra da SE 138 kV Itacoatiara.

Verificou-se também que o processo de energização a partir da SE 230/138 Itacoatiara, no sentido da SE Silves, deve ser coordenado, ou seja, executando-se tomadas de carga.

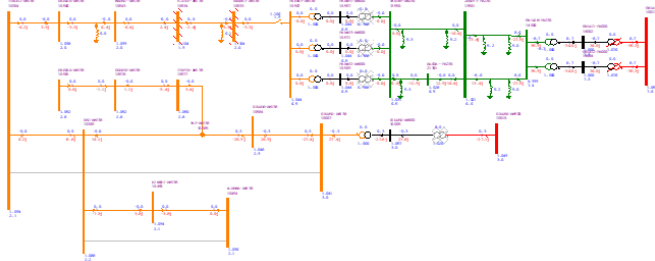


Fig. 5 Energização da LT 138 kV Barreirinha – Parintins C1 a partir da SE Barreirinha com terminal aberto em Parintins.

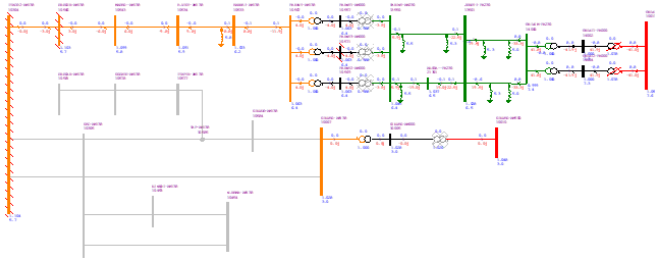


Fig. 6 Energização da LT 138 kV Barreirinha – Parintins C1 a partir da SE Barreirinha com terminal aberto em Parintins.

Como conclusão, verificou-se que, para a energização fluente ser possível tanto de Silves até Barreirinha quanto de Parintins até Itacoatiara, é necessário a instalação de um reator de 5 Mvar manobrável no terminal Maués da LT 138 kV Urucurituba – Maués e um reator de 5 Mvar fixo no terminal Barreirinha da LT 138 kV Barreirinha – Boa Vista do Ramos C1.

7. REJEIÇÃO DE CARGA

Para as análises de rejeição de carga foi utilizado o patamar de carga pesada, que corresponde ao cenário com os maiores carregamentos nas linhas de transmissão em análise.

Aqui são apresentados os resultados para as maiores cargas do sistema simulado, i.e., SEs Itacoatiara e Parintins.

Na rejeição de metade da carga da SE 138 kV Itacoatiara (perda de um dos dois transformadores de 138/69 kV) obteve-se tensão de 1,047 pu na barra da SE 138 kV Itacoatiara. Conclui-se que a rejeição de metade da carga da SE 138 kV Itacoatiara não provoca violações de tensão no sistema atendendo assim aos critérios de planejamento. Esta situação é mostrada na Figura 7.

Já na rejeição total da carga da SE 138 kV Parintins, obteve-se tensão de 1,042 pu na barra da SE 138 kV Parintins, conforme Figura 8, i.e., não provoca sobretensões no sistema. Ou seja, na solução proposta de integração, a perda de toda a transformação desta SE não viola dos critérios adotados.

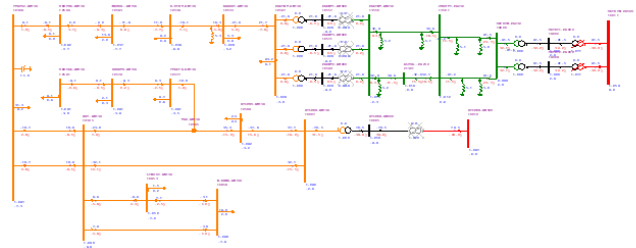


Fig. 7 Rejeição de metade da carga da SE 138 kV Itacoatiara.

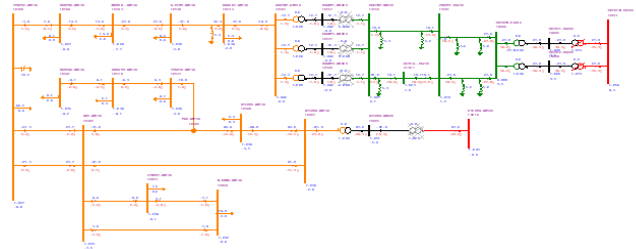


Fig. 8 Rejeição total da carga da SE 138 kV Parintins.

8. ANÁLISE DINÂMICA PRELIMINAR DA OPERAÇÃO DO TRONCO 138 kV PARINTINS – ITACOATIARA – SILVES

Pode-se observar a partir dos diagramas unifilares anteriores, que a operação do tronco 138 kV Parintins - Itacoatiara conectado à SE 500/138 kV Silves faz com que este passe a operar em paralelo com o trecho entre as subestações de Oriximiná e Silves do sistema de transmissão em circuito duplo 500 kV Tucuruí – Macapá – Manaus.

Tendo em conta o critério de confiabilidade usual do planejamento da expansão (N-1), a perda simples de um dos circuitos desta LT 500 kV Tucuruí – Macapá – Manaus não causa problemas no sistema de 138 kV.

Porém, considerando o critério de confiabilidade N-2 (o qual não é usualmente adotado no planejamento da expansão), em caso de perda dupla do trecho em 500 kV Silves - Oriximiná há um aumento significativo do fluxo de potência pela rede 138 kV, podendo levar ao colapso este sistema. Assim, decidiu-se realizar algumas simulações dinâmicas, de caráter preliminar (ano 2032), de modo a investigar com mais propriedade os possíveis impactos e avaliar, mesmo que preliminarmente, a efetividade de eventuais medidas mitigadoras.

Realizou-se inicialmente uma simulação dinâmica, assumindo-se como sequência de eventos:

- 100 ms: aplicação de defeito monofásico na SE Silves 500 kV;
- 200 ms: eliminação do defeito pela abertura dupla do tronco 500 kV Oriximiná - Silves.

Destaca-se na Figura 9 o fluxo pelo circuito 138 kV Parintins – Barreirinha C1. Observa-se que este fluxo chega a triplicar após a abertura dupla no 500 kV, provocando um acentuado afundamento da tensão ao longo do tronco de 138 kV, como ilustrado na Figura 10, resultando no colapso do sistema.

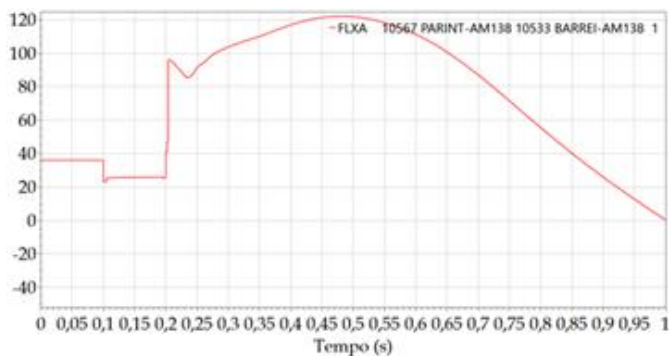


Fig. 9 Fluxo pelo circuito 138 kV Parintins – Barreirinha.

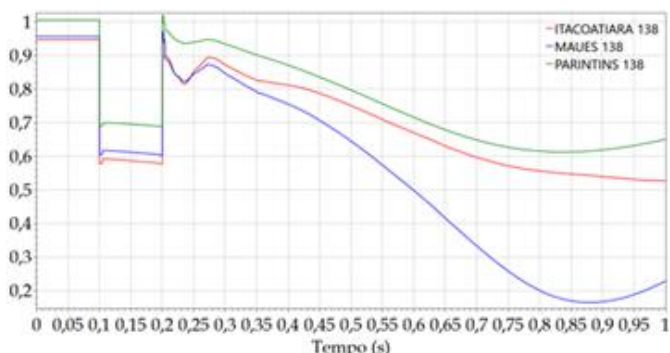


Fig. 10 Perfil de tensão para as SE 138 kV Parintins, Maués, Itacoatiara.

De modo a mitigar estas consequências e, considerando que a contingência dupla em análise extrapola o critério usual de planejamento, uma possibilidade é antecipar uma eventual necessidade de medida normalmente adotada quando da realização de estudos pré-operacionais, i.e., adotar um Sistema Especial de Proteção (SEP). O intuito com o SEP é evitar maior degradação do nível de confiabilidade das localidades atendidas pelo sistema de 138 kV. Este SEP promoveria a abertura do circuito 138 kV Itacoatiara – Urucurituba no caso da abertura dupla do sistema de 500 kV.

Para comprovar a sua eficácia, procedeu-se uma simulação dinâmica similar à anteriormente apresentada, mas incorporando a atuação do referido SEP.

Assumiu-se como seqüência de eventos:

- 100 ms: aplicação de defeito monofásico na SE 500/138 kV Silves;
- 200 ms: eliminação do defeito pela abertura dupla do tronco 500 kV Oriximiná – Silves;
- 400 ms: atuação do SEP – abertura do circuito 138 kV Itacoatiara – Urucurituba C1.

Destaca-se na Figura 11 o fluxo pelo circuito 138 kV Parintins – Barreirinha C1. Observa-se que este fluxo se eleva após a abertura dupla do 500 kV, mas em função da atuação do SEP, retorna a valores próximos daquele de regime pré-contingência. Consequentemente, o colapso de tensão ocorrido no sistema de 138 kV pode ser evitado, mostrando a efetividade do SEP (vide Figura 12).

Devido ao número de unidades térmicas em operação no Sistema Manaus, analisou-se a possibilidade de ocorrência de torques transitórios excessivos em seus nós, frente à atuação do SEP proposto. Para isso, verificou-se as potências acelerantes nas referidas máquinas térmicas presentes no caso base estudado anteriormente. A Figura 13 apresenta os resultados obtidos.

Constatou-se que as interações torcionais nas unidades de geração térmica do Sistema Manaus, decorrentes da abertura do circuito 138 kV Itacoatiara – Urucurituba C1, são bem menores que aquelas oriundas da abertura dupla da linha de transmissão 500 kV Oriximiná - Silves. Portanto, se os esforços torcionais devido a abertura dupla do sistema de 500 kV são aceitáveis, as interações torcionais devido a abertura da linha de do 138 kV não podem ser impeditivas da atuação do SEP ora proposto.

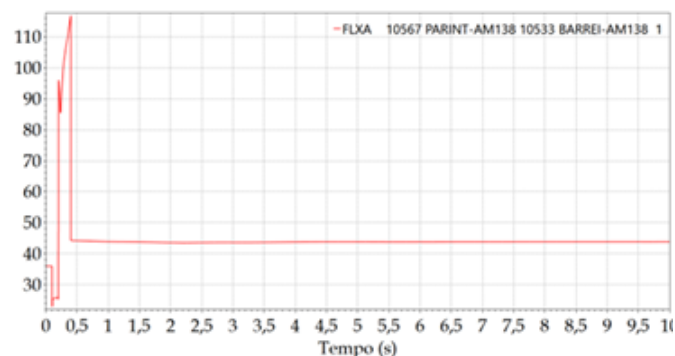


Fig. 11 Fluxo pelo circuito 138 kV Parintins – Barreirinha considerando a atuação do SEP.

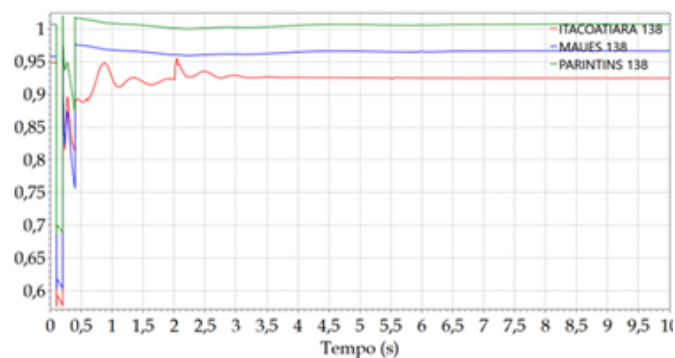


Fig. 12 Perfil de tensão para as SE 138 kV Parintins, Maués, Itacoatiara considerando a atuação do SEP.

Por fim, há que se observar que um eventual SEP teria um caráter provisório, uma vez que se encontra em andamento um estudo para um novo ponto de suprimento a Manaus, o que poderá fazer com que o SEP possa ser desativado ou mesmo se tornar desnecessário.

9. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou os principais aspectos de uma proposta, elaborada pela Amazonas Energia, para integração ao SIN, de um conjunto de localidades isoladas da margem direita do baixo Amazonas – Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cameté e Itapeçu.

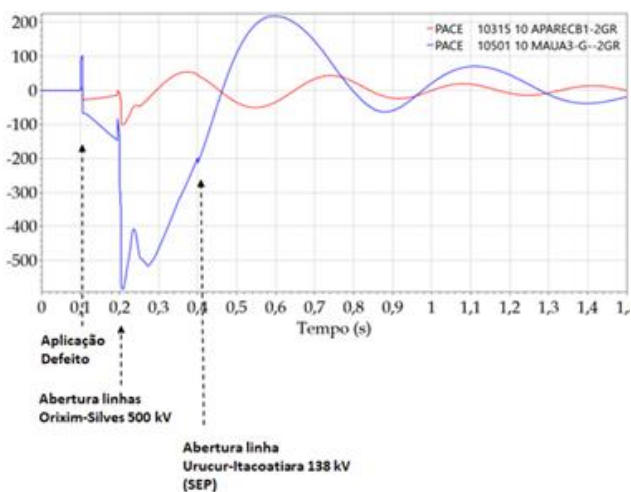


Fig. 13 Potências acelerantes nas máquinas térmicas do Sistema Manaus - Boa Vista.

A integração se daria por meio das LTs em circuito simples Parintins – Barreirinha e Itacoatiara – Urucurituba, atendendo ao critério de confiabilidade N-1, devido a existência de dois pontos de suprimento, i.e., pelas subestações de Silves e Oriximiná, ambas em 500 kV.

Esta proposta poderá requerer da adoção de um Sistema Especial de Proteção (SEP) em função de eventual perda dupla do trecho Oriximiná – Silves 500 kV (critério de confiabilidade N-2, o qual não é usualmente adotado no planejamento da expansão). Destaca-se que os resultados de estudos dinâmicos iniciais indicaram a efetividade do SEP proposto.

Uma alternativa à adoção do SEP, ainda com circuitos simples, é considerar a LT 138 kV Itacoatiara - Urucurituba operando aberta. Como o custo de implantação do SEP é marginal frente aos demais, a opção pela operação aberta ou fechada da LT 138 kV Itacoatiara – Urucurituba, bem como os estudos específicos relativos à sua efetividade, podem ser remetidos ao tempo dos estudos pré-operacionais a serem realizados pelo ONS. Chama-se a atenção, porém, que com a LT 138 kV Itacoatiara - Urucurituba operando aberta haverá apenas um ponto de suprimento via SE Parintins, configurando o critério de confiabilidade N; que, apesar de ser viável técnica e economicamente, apresenta desempenho inferior à alternativa com o critério N-1, implicando uma redução de confiabilidade de suprimento às localidades MDBA em relação ao atual suprimento por Produtores Independentes de Energia (PIEs).

Por fim, a solução proposta pela AmE (critério N-1 com dois pontos de suprimento) apresenta viabilidade econômica dentro das regras de sub-rogação da CCC, apresenta um *payback* de 4,7 anos e gera uma economia de R\$ 1,3 bilhão ao longo de 20 anos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as valiosas discussões com os técnicos do MME e da EPE, assim como aos demais colegas da AmE que contribuíram para este trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2021). PRODIST Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. *Resolução Normativa* N° 956, de 7 de dezembro de 2021.
- AmE – Amazonas Energia (2023). Análise de Viabilidade Técnica e Econômica - Critério de Confiabilidade N-1 (Grupo 18 - Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Maués, Urucurituba, Pedras, Cameté e Itapeçu), *Nota Técnica* NT-DTP-009-2023-R0, maio 2023.
- Billinton, R., Allan, R.N. (1984). *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Advanced Publishing Program. London.
- CCEE (2022). Relatório de Orçamento das Contas Setoriais de 2023. *Relatório Técnico*, outubro 2022.
- CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (2002). Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - Volume II, *Relatório Técnico*.
- CEPEL. (2022). Programa de Análise de Redes Elétricas – ANAREDE. Manual do Usuário.
- CEPEL. (2022). Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM. Manual do Usuário.
- EPE. (2020). Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo - 2020. *Nota Técnica* EPE-DEE-NT-082/2020, dezembro 2020.
- EPE (2022). Planejamento do atendimento aos sistemas isolados - Horizonte 2023 a 2027 – Ciclo 2022. *Nota Técnica* N°. EPE-DEE-NT-102/2022-r0, dezembro 2022.
- EPE (2022). Identificação das Localidades Isoladas do Amazonas que podem Apresentar Benefícios Econômicos com Interligação ao SIN. *Nota Técnica* N°. EPE-DEE-NT-019/2022, março 2022.
- Helseth, A., Melo, A.C.G., Ploussard, Q.M., Mo, B., Maceira, M.E.P., Botterud, A., Voisin, N. (2023). Hydropower Scheduling Toolchains: Comparing Experiences in Brazil, Norway, and USA and Implications for Synergistic Research, *Journal of Water Resources Planning and Management*, Vol. 149, Issue 7 (July 2023). Published online: May 13, 2023.
- Melo, A.C.G., Mello, J O., Granville, S., Dornellas, C.R.R., Oliveira, A.M., Soto, J. (1998). *Novos Desenvolvimentos no Programa NH2*. V Simpósio Internacional de Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos - SEPOPE, Salvador, Bahia, 1998.
- Melo, A.C.G. et al. (2006). An Attempt to Construct a Bridge Between Deterministic and Probabilistic Approaches in Transmission Expansion Planning - The PLANTAC Model. *CIGRÉ Biannual Session*, Paris, France, September 2006.
- Meyer, P.L. (1983). *Probabilidade - Aplicações à Estatística*. Livro Técnicos e Científicos Editora. Rio de Janeiro.
- ONS. (2016). Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. *Online*.
- ONS. (2020). Procedimentos de Rede - Submódulo 2.5: Critérios para Operação. *Online*.
- Stevenson, W.D. (1986). *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. McGraw-Hill, São Paulo.