

## GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

### ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO DE RORAIMA COM A ENTRADA DO NOVO PARQUE GERADOR CONSIDERANDO DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

**IGOR DE OLIVEIRA BARRETO (1); FABRICIO ANDRADE MOURINHO (1); BRUNO PESTANA ROSA (1); DAVI JOSÉ ALVAREZ MAGALHÃES (1); PAULO EDUARDO MARTINS QUINTAO (1); LUCAS MARTINS DE JESUS CUNHA SILVA (1)  
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS (1);**

#### RESUMO

Este trabalho apresenta a avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Elétrico do Estado de Roraima, considerando a entrada em operação do novo Parque Gerador, licitado em 2019, com foco para a estabilidade de frequência. É considerada a utilização de dispositivos de armazenamento de energia (*Energy Storage Devices* – ESD), observando as vantagens que tais dispositivos podem trazer à operação deste sistema. Nas análises, são ilustrados os benefícios da integração do novo parque gerador, tal como da integração de um ESD em Roraima, o qual pode ainda reduzir os custos de operação do sistema, ao permitir o despacho maximizado de outras fontes de menor custo.

#### PALAVRAS-CHAVE

Sistemas de potência isolados, armazenamento de energia a baterias, estabilidade de frequência.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

Diversas aplicações de dispositivos de armazenamento de energia (*Energy Storage Devices* – ESD) em sistemas de potência (1)–(5) tem se mostrado economicamente viáveis, principalmente pela redução de custos de produção e pelo desenvolvimento dessa tecnologia. Existe uma expectativa de crescimento acentuado para os próximos 20 anos no segmento de armazenamento de energia, conforme publicado pela Bloomberg NEF em (6), impulsionada pelo crescimento do mercado de veículos elétrico (*Electrical Vehicle* – EV) e de equipamentos eletrônicos.

Para sistemas isolados, o comportamento de ESD na dinâmica e no reestabelecimento de energia também deve ser avaliado como uma alternativa de planejamento e operação de sistemas elétricos. Esta aplicação foi abordada em (7) onde se utilizou de armazenamento de energia de ação rápida para fornecer suporte dinâmico no controle de frequência em sistemas isolados com alta penetração de geração por fontes renováveis, com simulações de interrupção abrupta de geração. Um método foi aplicado em (8) para dimensionamento de armazenamento de energia fornecendo uma reserva de potência a ser utilizada na etapa de regulação primária da frequência, especificamente para sistemas isolados com constantes de inércia equivalente reduzidas.

Há grande preocupação com o desempenho do Sistema Elétrico de Roraima, que opera isolado do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual possui baixa capacidade de controle frequência, em virtude da reduzida inércia das usinas atuais e dos prováveis e elevados déficits de potência após perdas de blocos de geração. Fatores que somados, resultam em elevadas taxas de variação de frequência após perturbações. As tratativas sobre armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro estão evoluindo no âmbito regulatório e em breve novas soluções utilizando armazenamento de energia serão outorgadas, com possibilidade de prestar serviços ancilares ao sistema. Adiante, apresenta-se o histórico e as características do Sistema Elétrico de Roraima necessárias para a contextualização, sendo ilustrados os benefícios da integração do novo parque gerador e os benefícios da implantação de ESD neste sistema de baixa inércia.

##### 1.1 Sistema Isolado de Roraima

O sistema elétrico do estado de Roraima era predominantemente atendido por um circuito simples de 230 kV oriundo da interligação Brasil – Venezuela até chegar à capital Boa Vista, sendo complementado por usinas térmicas movidas à óleo diesel, localizadas no sistema de subtransmissão em 69 kV que atende quase a totalidade do território do

estado. O atendimento às cargas era bastante crítico, sendo observado nos últimos anos da operação interligada com a Venezuela, um elevado número de desligamentos e interrupção total das cargas deste sistema, sobretudo devido à deterioração no desempenho da interligação internacional. A Figura 1 apresenta o diagrama geoeletrico do estado de Roraima.

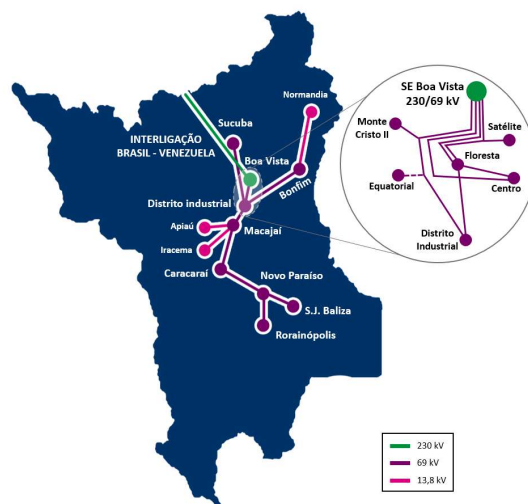


Figura 1 – Diagrama geoeletrico do estado de Roraima.

Por questões políticas e econômicas, em março de 2019, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determinou a interrupção da interligação Brasil – Venezuela, passando o atendimento ao Sistema Elétrico de Roraima a ser exclusivamente realizado pelas usinas térmicas locais operando isoladamente. Esta decisão, por si só, não eliminou completamente as interrupções de carga neste sistema, expondo a fragilidade do atendimento ao Estado que é composto por linhas de transmissão em 69 kV sem redundância e com usinas térmicas sem capacidade de regulação de tensão e de frequência. Como é de conhecimento público, a solução estrutural elaborada pelo planejamento determinístico é a interligação do sistema de Boa Vista ao SIN através da implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, licitada em 2011 no Leilão de Transmissão nº 04/2011-ANEEL com data prevista inicialmente em sua outorga para janeiro de 2015. Entretanto, este empreendimento se encontrava com grande atraso para início da sua execução e sem uma previsão oficial para entrada em operação.

Neste cenário, com objetivo de melhorar o desempenho dinâmico do Sistema Roraima, e permitir que ele pudesse operar tanto de maneira isolada de forma mais eficiente e segura, quanto possibilitar que no futuro ele pudesse ser interligado adequadamente ao SIN, foi realizado em 2019 o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL para Suprimento à Boa Vista e Localidades Conectadas. Neste certame, 9 empreendimentos foram vencedores, totalizando a contratação de cerca de 300 MW de potência nominal, conforme pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 – Capacidade instalada e previsão para entrada em operação das usinas licitadas no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL

Usina	Disponibilidade de Potência Total da Usina (MW)	Unidade Geradora	Potência por Unidade Geradora (MW)	Previsão de Entrada em Operação*
UTE Jaguatirica II	120,000	1 e 2	48,653	26/01/2022
		3	43,528	26/01/2022
UTE Palmaplan Energia 2	10,976	1 e 2	5,775	18/02/2023 24/02/2022**
UTE Monte Cristo Sucuba	42,255	1 a 13	3,250	19/01/2022
UTE Bonfim	8,163	1	10,000	29/12/2021
UTE Cantá	8,163	1	10,000	29/12/2021
UTE Pau Rainha	8,163	1	10,000	29/12/2021
UTE Santa Luz	8,163	1	10,000	29/12/2021
Híbrido Forte de São Joaquim	51,42	1 a 6	9,369	22/11/2022
UTE BBF Baliza	13,31	1 e 2	7,816	30/04/2022
		3	9,800	
<b>Total</b>	<b>270,458</b>			

\* Previsão de entrada em operação publicadas na 8ª Reunião de Monitoramento da Expansão da Geração de 2021 (DMSE Geração).

\*\* Previsão de entrada em operação da UTE Palmaplan Energia 2 confirmada pelo Agente Gerador.

Dentre os empreendimentos vencedores, merece destaque a UTE Jaguatirica II, usina a gás natural a ser conectada no setor de 230 kV da SE Boa Vista, e o projeto híbrido, que em sua concepção original previa o uso de biocombustível, geração fotovoltaica e armazenamento a baterias na sua solução de suprimento. Entretanto, o agente responsável por tal empreendimento já sinalizou com a possibilidade de inicialmente integrar apenas as unidades geradoras a biodiesel, não sendo ainda formalizada a utilização de ESD no projeto definitivo desta planta.

Conforme o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, as disponibilidades de potência pelos proponentes deveriam se iniciar em junho de 2021, sendo postergadas em 4 meses por Despacho em função da pandemia da Covid-19. Este cenário impactou o cronograma de entrada em operação das usinas e com isso, foi necessário elaborar o Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima (9), o qual apresenta os marcos necessários para a desativação das usinas atuais em função da entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão de Geração, de modo que esta substituição não comprometa a segurança eletroenergética do atendimento ao Estado de Roraima.

Sobre a interligação de Roraima com o SIN, licitada no Leilão de Transmissão nº 04/2011-ANEEL, cabe ressaltar que recentemente houve a celebração do Termo de Compromisso Arbitral, firmado entre a ANEEL e a Transnorte Energia - TNE, para resolução das pendências contratuais, sendo submetida ao juízo arbitral. Assim, com o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL, após a emissão do Licenciamento Ambiental, a TNE terá um novo prazo para entrada em operação da interligação LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista.

Neste contexto, o objetivo desse trabalho é avaliar o comportamento dinâmico do Sistema Elétrico Isolado de Roraima, considerando a integração das novas usinas vencedoras do Leilão de Geração, observando as vantagens e os desafios para o planejamento da operação elétrica deste sistema. Ademais, será avaliado o desempenho dinâmico deste mesmo sistema, considerando a utilização do Sistema de Armazenamento de Energia e apontando as vantagens que esta solução pode proporcionar prestando serviços ancilares ao sistema. Portanto, para análise do comportamento dinâmico de um pequeno sistema de potência, que possui baixa inércia equivalente sincronizada, onde déficits significativos de geração causados por contingências simples podem trazer riscos para o atendimento a carga, é importante contextualizar os conceitos de controle de frequência e principalmente como dispositivos de armazenamento de energia podem auxiliar no desempenho dinâmico, sobretudo, de sistemas elétricos isolados.

## 2.0 CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Um sistema de potência, assim como o Sistema Elétrico Brasileiro, deve operar em regime permanente com seus geradores síncronos em velocidade síncrona, mantendo a frequência em 60 Hz. Em operação normal, o sistema elétrico se encontra em equilíbrio estático, onde o torque mecânico das turbinas  $T_m$  entregue aos geradores é equivalente ao torque elétrico entregue a rede  $T_e$ , ou seja, de acordo com a carga deste sistema ( $T_m = T_e$ ). Na ocorrência de variações da carga ou de contingências com déficit de geração, esse equilíbrio é quebrado e a energia relativa a essa diferença se manifesta como um torque acelerante/desacelerante  $T_a$  ( $T_a = T_m - T_e$ ) condizente com a energia cinética das máquinas rotativas, acelerando ou desacelerando os rotores das turbinas (10). A representação da energia cinética dessas máquinas geralmente é expressa através da constante de inércia  $H$ .

$$H = \frac{\text{Energia}_{\text{cinética}}}{VA_{\text{base}}} = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{0m}^2}{S_{\text{base}}}$$

A inércia de uma unidade geradora ou de um conjunto de máquinas rotativas, nesse caso chamada de inércia equivalente (somatório de todas as constantes de inércia), pode ser interpretada como uma resistência a mudanças de velocidade, ou seja, quanto maior for a massa girante de uma máquina síncrona e consequente energia cinética, maior será a sua constante de inércia. Assim, sistemas que apresentem elevada inércia sincronizada estão menos sujeitos a grandes desvios de frequência. Contudo, Sistemas Isolados usualmente operam com poucas máquinas sincronizadas, como é o caso do Sistema Elétrico de Roraima, onde a inércia equivalente sincronizada é reduzida, sendo suscetível a acentuados desvios de frequência que apresentam riscos ao atendimento da carga. A influência da constante de inércia e do desequilíbrio entre carga e geração em variações angulares e de frequência pode ser constatada a partir da equação apresentada abaixo, comumente referenciada como Equação de Oscilação (10).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e$$

### 2.1 Regulação Primária e Secundária de Frequência

Quando um grande desbalanço geração-carga ocorre, como por exemplo após uma perda de geração, pela equação de oscilação de uma máquina síncrona, apresentada acima, o gerador começa a desacelerar e a energia cinética armazenada nas massas girantes das máquinas sincronizadas com a rede é naturalmente extraída, dessa forma,

resultando no declínio da velocidade do rotor (i.e., resposta inercial) que se manifesta como uma redução na frequência da rede elétrica. A taxa de variação da frequência, nos primeiros instantes após a ocorrência do distúrbio, é determinada por diversos fatores, mas especialmente pela inércia das máquinas sincronizadas com a rede elétrica (incluindo-se geradores, compensadores e motores síncronos) e pelo tamanho da perturbação (11).

Decorrido um tempo após a contingência, os reguladores de velocidade dos geradores síncronos começam a responder ao desvio de frequência do sistema aumentando a potência mecânica nos eixos dos geradores. Dessa forma, quando a potência acelerante atinge valor nulo, encontra-se a frequência mínima para determinada perturbação, comumente referenciada como nadir. Após a potência acelerante ficar positiva, o sistema atinge valores aceitáveis de frequência devido à atuação da regulação primária (*droop*). Contudo, a frequência apenas retoma para valores nominais após a atuação da regulação secundária (CAG – controle automático de geração), alocada em usinas específicas. Mesmo que sejam pequenos os desvios de frequência resultantes da Regulação Primária, há necessidade de novas ações de controle que vão retornar com a frequência para o valor nominal, evitando problemas para os sistemas elétricos de potência. A estratégia de controle para a regulação secundária de frequência tem como objetivo anular o erro de frequência causado por um desbalanço de potência no sistema. Portanto torna-se necessário a inclusão de uma malha com controlador integrador adicional que acompanhe o erro de frequência resultante, com potencial de atuar no regulador de velocidade e proporcionar um aumento da potência injetada em uma maior escala de tempo.

Para avaliação do comportamento dinâmico proposto neste artigo, não foram previstas simulações considerando a Regulação Secundária, visto que os resultados das análises serão avaliados no período transitório da resposta inercial e da regulação primária.

## 2.2 Esquema Regional de Alívio de Carga

Esquemas de corte de carga por subfrequência, denominado no Brasil como Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), é um sistema especial de proteção que atua em condições de subfrequência, no sentido de reduzir os montantes de carga de um sistema elétrico, para impedir que a perda de grandes blocos de geração cause colapso de frequência. Esse montante de redução de carga é feito com a abertura dos disjuntores dos alimentadores de diversas subestações do sistema, previamente estabelecido, e em diferentes estágios, de tal forma que se reduza o desequilíbrio entre a geração e a carga na ocorrência de um grande distúrbio de déficit de geração. A atuação desse esquema é realizada após a violação de ajustes de subfrequência ou de taxa de variação de frequência.

Para o Sistema Elétrico de Roraima, os ajustes do ERAC foram revisados, considerando o Plano de Substituição do Parque Gerador (9), compondo as providências necessárias para segurança eletroenergética do atendimento ao estado de Roraima.

## 2.3 Regulação de Frequência Considerando Dispositivos de Armazenamento de Energia

O comportamento de unidades geradoras considerando armazenamento de energia, atuação de ERAC, da Regulação Primária e da Regulação Secundária pode ser sintetizado a partir da Figura 2. A injeção de potência ativa dos dispositivos de armazenamento de energia pode auxiliar na excursão da frequência evitando ou reduzindo a quantidade de estágios de ERAC provenientes de uma contingência com redução significativa de geração em relação a carga do sistema.

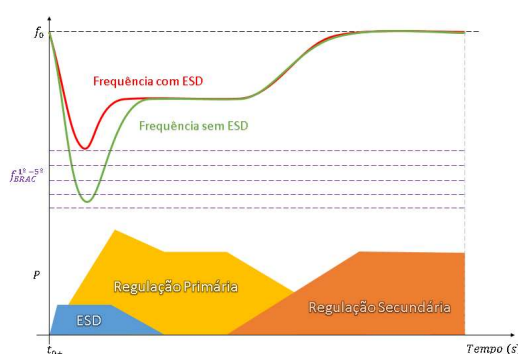


Figura 2 – Comportamento de diversas unidades geradoras considerando atuação da Regulação Primária, da Regulação Secundária e Dispositivos de Armazenamento de Energia.

## 3.0 METODOLOGIA

Descritos os conceitos de regulação de frequência e apresentado o Sistema Elétrico de Roraima, torna-se necessário dissertar sobre a metodologia seguida para alcançar o objetivo proposto neste Informe Técnico. Assim, foram realizadas simulações de estabilidade eletromecânica no Sistema Roraima, no programa Anatem®, considerando as alternativas de substituição do novo parque gerador pré-determinadas, de acordo com os seus cronogramas de obras. Para as alternativas propostas foi ilustrado o quanto a utilização de armazenamento de energia pode aumentar as margens de estabilidade de frequência do sistema e evitar/minimizar às atuações do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A usina mais impactante para o controle de frequência do sistema Roraima é a UTE Jaguaririca II, que terá uma potência instalada de 140,834 MW, podendo injetar até 133,900 MW, sendo composta por 3 unidades geradoras, sendo duas a gás de 48,653 MW e uma a vapor de 43,528 MW, em ciclo combinado. Cabe ressaltar que esta termelétrica, com injeção de potência ativa contratada de 120,000 MW, somente é capaz de gerar sua potência nominal dependendo de condições ambientais favoráveis de temperatura e pressão. A Tabela 2 apresenta as possíveis configurações de despacho de unidades geradoras para esta termelétrica e os maiores déficits de potência ativa em caso de perda de uma unidade geradora.

Tabela 2 – Configurações de Despachos em Ciclo Combinado da UTE Jaguaririca II e os Maiores Déficits de Potência Ativa na Contingência de uma Unidade Geradora.

Despachos de Geração	Potência Gerada pela Usina (MW)	Configurações de Turbinas em Ciclo Combinado				
		A	B	C	D	E
<b>TG em P<sub>mín</sub></b>	24,327	TG1	TG2			
<b>TG+TV em P<sub>mín</sub></b>	34,759	TG1	TG2	TG+TV		
<b>1TG em P<sub>máx</sub></b>	48,653	TG1	TG2	TG+TV		
<b>2TG em P<sub>mín</sub></b>	48,653	TG1	TG2	TG+TV	TG1+TG2	
<b>TG+TV em P<sub>máx</sub></b>	69,518			TG+TV	TG1+TG2	
<b>2TG+TV em P<sub>mín</sub></b>	80,124				TG1+TG2	2TG+TV
<b>2TG em P<sub>máx</sub></b>	97,306				TG1+TG2	2TG+TV
<b>2TG+TV em P<sub>máx</sub></b>	140,834					2TG+TV
<b>Maior Déficit de Potência na Perda de 1 UG</b>		<b>48,653</b>	<b>48,653</b>	<b>69,518</b>	<b>48,653</b>	<b>71,316</b>

Nota-se que no caso da configuração de turbinas em ciclo combinado com uma unidade a gás e uma unidade a vapor (TG+TV), a perda da turbina a gás tem como consequência a perda de todo o ciclo combinado, que no pior dos casos somaria quase 70 MW de déficit de geração no Sistema Roraima. Também é possível notar que no caso da configuração de turbinas em ciclo combinado com duas unidades a gás e uma unidade a vapor (2TG+TV), a perda de uma das turbinas a gás tem como consequência a perda no rendimento da turbina a vapor para o valor máximo da configuração com uma unidade a gás e uma unidade a vapor (69,518 MW) causando assim um déficit de geração no Sistema Roraima, também de aproximadamente 70 MW.

A UTE Jaguaririca II se conectará no barramento de 230 kV da SE Boa Vista através de uma linha de transmissão de 7 km em circuito simples. Desta maneira, a contingência da linha de transmissão exclusiva em 230 kV é a mais impactante para o Sistema Roraima, pois acarretará a perda de toda a geração despachada por esta usina, podendo levar este sistema a blecaute. Outras contingências de linhas de transmissão, principalmente no sistema de subtransmissão em 69 kV, por características radiais desta rede, podem causar corte de cargas locais, porém sem o mesmo impacto da LT em 230 kV.

Assim, a perda de uma unidade geradora a gás da UTE Jaguaririca II, denominado neste artigo como “N-1 (UG)”, é a contingência de máquina mais severa para o Sistema Roraima (além da potência perdida pela unidade geradora a gás, também há uma redução da potência máxima em ciclo combinado entregue pela unidade geradora a vapor remanescente), e a perda da LT 230 kV Jaguaririca II – Boa Vista, denominado neste artigo como “N-1 (LT)”, é a contingência de um elemento da rede com maior impacto no desempenho deste sistema isolado.

As configurações das unidades geradoras realizadas para esta avaliação tiveram como referência o Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima (9), sendo a Configuração A considerando a entrada em operação da UTE Jaguaririca II e a antecipação da UTE Palmaplan 2 e a Configuração B a entrada em operação de todas as usinas vencedoras no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL. Com relação a configuração da rede de transmissão, não são previstas expansões significativas, sendo considerado o mesmo sistema de transmissão em todas as condições analisadas.

#### 4.0 RESULTADOS

Com as premissas e a metodologia proposta no item anterior, pode-se apresentar os principais resultados relevantes das simulações realizadas para chegarmos a conclusões desta análise. Assim, é possível garantir o atendimento ao N-1 (UG) na perda de todo o ciclo combinado ou na perda de uma das turbinas a gás da UTE Jaguaririca II, com a atuação de até 4 estágios do ERAC na Configuração A, mesmos com a composição mais conservativa de despacho de unidades geradoras, sem riscos de blecaute. Na Configuração B, com a entrada em operação de todos os empreendimentos vencedores do Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, previstos para ocorrer somente no último semestre de 2022, há um melhora o desempenho dinâmico do Sistema Elétrico de Roraima, em virtude de uma maior capacidade de regulação de frequência e tensão, além da maior inércia equivalente oriunda das novas unidades geradoras e, com isso, o número de atuações de estágios do ERAC reduz para 3, considerando a mesma contingência N-1 (UG).

Cabe destacar que caso o déficit de geração de aproximadamente 70 MW, decorrente da perda de todo o ciclo combinado (TG+TV), represente um valor igual ou superior a 40% da carga, há risco de blecaute neste sistema isolado. Portanto, há necessidade de sincronizar mais uma unidade a gás (2TG+TV) no atendimento a patamares de carga que apresentem riscos para a operação do sistema.

Já para atendimento ao critério N-1 (LT), perda de um elemento da rede de transmissão, na Configuração A, a geração da UTE Jaguaririca II deve ser restrita a um valor máximo de 30% da carga do sistema isolado de Roraima, no patamar de carga pesada e média, e de 40% da carga no patamar de carga leve, de forma que a contingência da LT 230 kV Jaguaririca II – Boa Vista não leve o sistema isolado ao blecaute, como ilustrado no gráfico da Figura 3 abaixo.

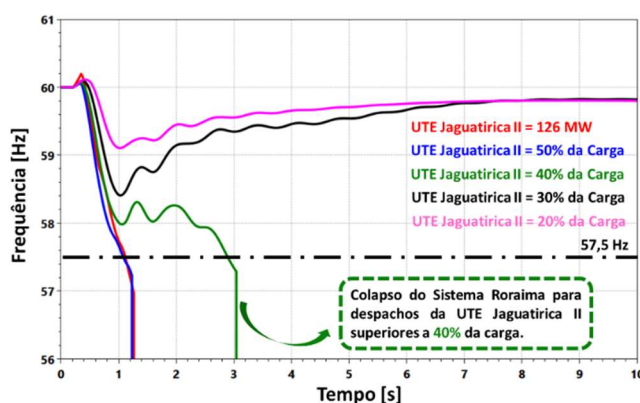


Figura 3 – Frequência do Sistema Roraima na Configuração A Variando os Despachos na UTE Jaguaririca II.

Como mostrado no gráfico da Figura 4, para a Configuração B, após a substituição de todo o parque de geração atual pelas usinas vencedoras no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, haveria um aumento da possibilidade de geração pela UTE Jaguaririca II, sem riscos para a operação, chegando a um valor máximo de 40% da carga do sistema isolado de Roraima, no patamar de carga pesada e média, e de 50% da carga no patamar de carga leve, para que a atuação dos estágios de ERAC seja capaz de evitar o blecaute na perda N-1 (LT) da linha de transmissão em 230 kV Jaguaririca II – Boa Vista.

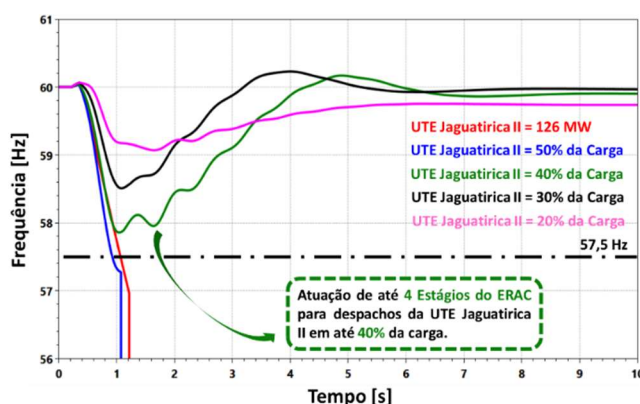


Figura 4 – Frequência do Sistema Roraima na Configuração B Variando os Despachos na UTE Jaguaririca II.

Como o despacho da UTE Jaguaririca II em relação ao montante de carga atendido pelo sistema isolado de Roraima é importante para a segurança operativa, foi construída a Tabela 3, considerando o despacho por ordem de mérito

de todo o parque gerador vencedor no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL (Configuração B). Assim, pode-se notar que em patamares de carga superiores a 80 MW há grande participação da UTE Jaguaririca II no atendimento a carga deste sistema isolado, podendo chegar até a 73% de responsabilização pelo atendimento.

Tabela 3 – Configurações de Despachos em Ciclo Combinado da UTE Jaguaririca II e os Maiores Déficits de Potência Ativa na Contingência de uma Unidade Geradora.

Carga de Roraima (MW)	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220
UTE Jaguaririca II (% da Carga)	3%	19%	30%	39%	46%	51%	56%	59%	63%	65%	68%	70%	71%	73%	70%	67%	64%	61%

Portanto, qualquer restrição de despacho na UTE Jaguaririca II para atendimento aos critérios de segurança operativa para o Sistema Elétrico de Roraima, poderia aumentar o custo da operação, consequência do descumprimento da ordem de mérito, sendo necessário despachar as usinas com custos variáveis superiores. Neste contexto, a inclusão de sistemas de armazenamento de energia pode permitir uma maior participação da UTE Jaguaririca II no atendimento a carga, sem comprometer as margens de estabilidade deste sistema.

#### 4.1 Inclusão de Sistemas de Armazenamento de Energia no Sistema Elétrico de Roraima

Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias, também referenciado neste Informe Técnico como ESD, podem ser utilizados para controle de potência ativa e reativa, regulação de frequência, suporte de tensão, suavização da injeção de potência de fontes variáveis, redução da demanda máxima, suporte para operações ilhadas, dentre outras funcionalidades para sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Para estudos de estabilidade eletromecânica, modelos simplificados de ESD geralmente apresentam resultados satisfatórios, não sendo necessário representar a dinâmica da carga e descarga das baterias, variações de temperatura, dentre outros efeitos específicos (12). Por outro lado, a dinâmica dos controles associados à potência ativa e à potência reativa são relevantes para estudos de estabilidade transitória. O modelo utilizado nestas simulações foi originalmente implementado no programa Anatem® por (13), o qual é uma adaptação do modelo proposto em (14). Este modelo é uma representação de sequência positiva e não considera as dinâmicas do lado em corrente contínua, similarmente ao modelo PVD1 do WECC (15), amplamente utilizado para representação de geradores fotovoltaicos. Adicionalmente, no modelo utilizado, o estado de carga das baterias (*state-of-charge* – SoC) não é modelado, sendo assumido que a operação do agente responsável pelo armazenamento garantirá energia suficiente para que ela contribua para a regulação de frequência do sistema em casos de contingências, emulando um serviço ancilar de frequência, ainda não empregado no Setor Elétrico Brasileiro.

Neste contexto, a Figura 5 ilustra a estrutura básica do modelo do sistema de armazenamento de energia empregado. Nas simulações, foi priorizada a injeção de potência ativa durante condições de subfrequências, de modo que toda a capacidade nominal dos inversores seja utilizada para dar suporte de potência ativa no sistema durante condições de déficit de geração. Desta forma, não foi considerado o suporte de tensão destes dispositivos nestas análises. As referências (12)-(15) apresentam maiores detalhes sobre os modelos do sistema de armazenamento de energia simulados.

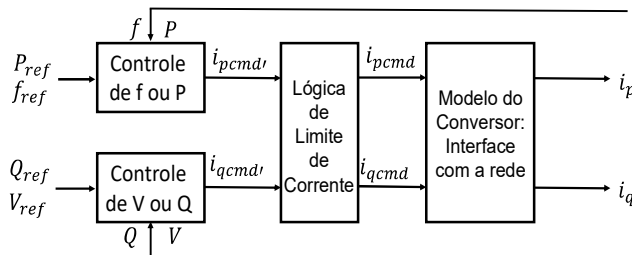


Figura 5 – Estrutura Simplificada do Modelo do Sistema de Armazenamento de Energia Utilizado.

De modo a investigar a quantidade necessária de ESD para evitar atuação do ERAC no Sistema Elétrico de Roraima, considerando a Configuração B, após a substituição de todo o parque de geração atual pelas usinas vencedoras no Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, e a participação da UTE Jaguaririca II atendendo 50% da carga, é possível notar pelo gráfico da Figura 6 que uma capacidade de armazenamento entre 30 e 40 MW é capaz de evitar um blecaute neste sistema elétrico na contingência N-1 (LT).



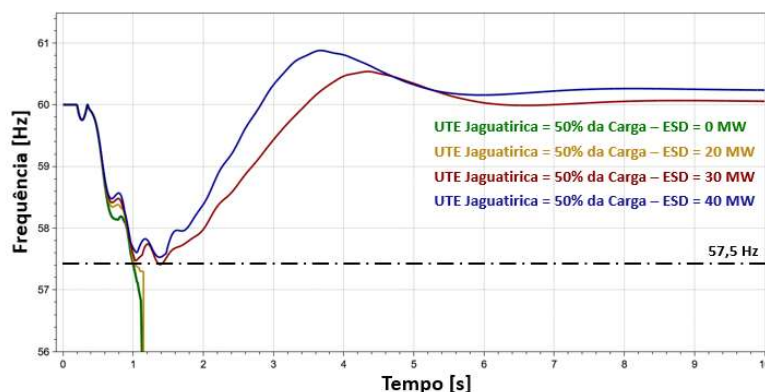


Figura 6 – Frequência do Sistema Roraima Variando as Capacidades de Armazenamento de ESD.

A Figura 7 apresenta o comportamento de um dispositivo de armazenamento de energia de 40 MW de potência nominal após a avaliação ilustrada na Figura 6. O ESD é capaz de injetar sua potência nominal em poucos milissegundos, impactando de maneira significativa na recuperação e controle de frequência deste sistema.

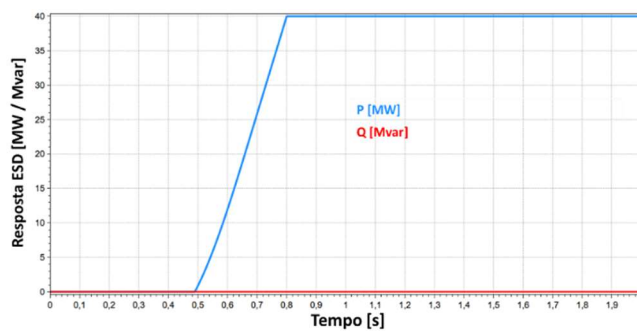


Figura 7 – Potência Ativa e Potência Reativa do ESD em Contingência.

Com os resultados obtidos neste item, podemos descrever as conclusões de acordo com o objetivo deste Informe Técnico, de avaliar o comportamento dinâmico do Sistema Elétrico Isolado de Roraima, considerando a integração das novas usinas vencedoras do Leilão de Geração, avaliando como a utilização do Sistema de Armazenamento de Energia podem proporcionar vantagens para este sistema analisado.

## 5.0 CONCLUSÕES

A entrada em operação do parque gerador vencedor do Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL proporciona uma melhora expressiva no desempenho dinâmico do Sistema Elétrico de Roraima, em situações de contingências com déficit de geração, em razão de uma maior capacidade de regulação de frequência e tensão, com maior inércia equivalente sincronizada das novas unidades geradoras. Contudo, a contingência da linha de transmissão de uso exclusivo da UTE Jaguaririca II em 230 kV, é crítica para a estabilidade deste sistema, não sendo possível garantir o atendimento ao critério N-1 (LT) ao considerar um despacho por ordem de mérito neste sistema, o qual prioriza a alocação dos recursos com menores custos.

Adicionalmente, foi ilustrada que a inclusão de sistemas de armazenamento a baterias entre 30 e 40 MW, provendo serviço ancilar de *fast frequency response* ao Sistema Roraima pode reduzir de maneira significativa os riscos de blecautes após grandes perturbações, haja vista as características de resposta rápida e elevada taxa de injeção de potência ativa destes dispositivos, aumentando a segurança do atendimento elétrico ao estado de Roraima.

Em síntese, a integração de dispositivos de armazenamento de energia no Sistema Elétrico de Roraima permite uma maior participação da UTE Jaguaririca II no atendimento ao estado, reduzindo as possíveis restrições de geração e/ou a quantidade de pontos de operação inseguros, o que otimiza a alocação dos recursos eletroenergéticos disponíveis ao mesmo tempo que incrementa a resiliência deste sistema frente a perdas de blocos de geração.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS



- (1) L. Wang et al. "Real-time coordinated voltage regulation PV inverters and energy storage for weak networks with high PV penetration". IEEE Trans. On Power Systems, v. 33, n. 3, p. 3383-3395, 2018
- (2) H. Vasconcelos et al. "Advanced control solutions for operating isolated power systems: examining the Portuguese islands". IEEE Electrification Magazine, v. 3, n. 1, p. 25-35, 2015.
- (3) C. A. Sepulveda Rangel et al. "Methodology for ESS-type selection and optimal energy management in distribution system with DG considering reverse flow limitations and cost penalties". IET Generation, Transmission & Distribution, v. 12, n. 5, p. 1164-1170, 2018.
- (4) X. Ai et al. "Multi-time-scale coordinated ramp-rate control for photovoltaic plants and battery energy storage." IET Renewable Power Generation, v. 2, n. 12, p. 1390-1397, 2018.
- (5) Y. Shi et al. "Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: joint optimization for superlinear gains". IEEE Trans. On Power Systems, v. 33, n. 3, p. 2882-2894, 2018.
- (6) BLOOMBERG NEF. "Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade", 31 julho 2019. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>>. Acesso em: 15 dezembro 2019.
- (7) G. Delille; B. Francois; G. Malarange, "Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the generation wind and solar generation on isolated power system's inertia". IEEE Trans. On Sustainable Energy, v. 3, n. 4, p. 931-939, 2012.
- (8) P. Mercier, R. Cherkaoui, A. Oudalov. "Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system". IEEE Trans. on Power Systems, v. 24, n. 3, p. 1469-1477, 2009.
- (9) ONS, "DPL-REL-0121-2021 - Plano de Substituição do Parque Gerador de Roraima", Revisão 1, 2021
- (10) P. Kundur. "Power System Control and Stability". McGraw-Hill Inc., 1994.
- (11) X. Vieira Filho. "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração". Editora Campus: Eletrobrás, 1984.
- (12) EPRI, "Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models," NB 3002006525, 2015.
- (13) I. O. Barreto, A. M. L. Silva e J. Jardim, "Comportamento Dinâmico do Sistema Elétrico Isolado de Roraima com penetração de fontes renováveis considerando dispositivos de armazenamento de energia", XXV SNPTEE, Belo Horizonte, 2019.
- (14) Á. Ortega and F. Milano "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis", in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3369-3380, Sept. 2016.
- (15) P. Pourbeik, "Simple Model Specification for Battery Energy Storage System," WECC REMTF, MVWG and EPRI, NB 173.003, 2015.

## DADOS BIOGRÁFICOS



IGOR DE OLIVEIRA BARRETO é graduado e possui mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) concluído em 2009 e 2020 respectivamente. Atuou na área de planejamento da operação elétrica, e atualmente atua nos processos de integração e acesso no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

(2) FABRICIO ANDRADE MOURINHO possui graduação em engenharia elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e mestrado em engenharia elétrica (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é engenheiro de estudos elétricos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à gerência de Planejamento Elétrico de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Tem experiência nos seguintes temas: planejamento da operação elétrica do Sistema Interligado Nacional, geração distribuída, fontes renováveis de energia e sistemas de armazenamento de energia.

(3) BRUNO PESTANA ROSA, graduado em Engenharia Elétrica pela UFRJ em 2020, Mestrando em Sistemas de Energia Elétrica pelo Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Atualmente, atua como Engenheiro de Estudos Elétricos na Gerência de Estudos Especiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

(4) DAVI JOSÉ ALVAREZ MAGALHÃES, aluno de graduação em engenharia elétrica na Universidade Federal Fluminense (UFF). Desde 2019 é estagiário do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na gerência de planejamento de curto prazo (PLC).

(5) PAULO EDUARDO MARTINS QUINTAO, engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em 1993, pós-graduado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1999. Trabalhou no CEPEL no período de março de 1994 a junho de 2008. Atualmente trabalha no ONS desde julho de 2008 na Gerência de Estudos Especiais, EG/EGE. Participa em projetos de estabilização de sistemas através de reajustes de

controladores, além de estudos pré-operacionais de novos empreendimentos do SIN. Sua área de atuação também envolve a participação em grupos para definição dos requisitos técnicos de desempenho dinâmico, necessários para conexão de fontes renováveis.

(6) LUCAS MARTINS DE JESUS CUNHA SILVA é graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2020. Atua na área de planejamento da operação elétrica no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desde 2020.