

DEFINIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS PARA O LEILÃO DE SUPRIMENTO A RORAIMA

**MARGENS DE ESCOAMENTO
CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO
REQUISITOS ELÉTRICOS MÍNIMOS**

© 2019/EPE/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

EPE-DEE-NT-073/2017-rev3 / ONS NT 0143/2017-rev3

DEFINIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS PARA O LEILÃO DE SUPRIMENTO A RORAIMA

**MARGENS DE ESCOAMENTO
CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO
REQUISITOS ELÉTRICOS MÍNIMOS**

MARÇO 2019

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-073/2017/
ONS NT 0143/2017

***Definição das Características Elétricas para o Leilão de
Suprimento a Roraima***

<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	18.12.2017	Emissão Original
	26.10.2018	
rev1		Reformulação do capítulo 5 (Requisitos Mínimos das Máquinas), na qual foram definidos requisitos específicos para cada área do sistema Roraima (Área Capital, Área Sul, Área Bonfim e Área Sucuba). Descrição das premissas utilizadas para o cálculo das capacidades remanescentes de escoamento de energia elétrica
rev2	18.01.2019	Revisão do Capítulo 5 (Requisitos Mínimos das Máquinas).
rev3	19.03.2019	Correção do item 1.a) da Tabela 5-1

Apresentação

Esta Nota Técnica apresenta as margens de escoamento do sistema de distribuição de energia elétrica do estado de Roraima, as correntes de curto-circuito, bem como os requisitos técnicos mínimos das máquinas a serem contratadas em leilões futuros.

A análise contempla as avaliações de fluxo de potência em regime permanente, curto-circuito simétrico e estabilidade eletromecânica.

Sumário

1	Introdução	6
2	Sistema de distribuição de Roraima	7
2.1	Pontos candidatos à implantação de geração	8
2.2	Cenário de Referência	10
3	Margem Remanescente De Escoamento	11
3.1	Premissas	11
3.2	Disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos	12
3.3	Margens de escoamento disponíveis pelo sistema de distribuição	15
4	Avaliação dos níveis de curto-circuito	20
4.1	Introdução	20
4.2	Premissas para o cálculo dos níveis de curto-circuito	22
4.3	Correntes de Curto-circuito Máximo	22
5	Determinação dos Requisitos Técnicos Mínimos para as Novas Máquinas a serem Contratadas no Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas	26
5.1	Requisitos técnicos gerais	28
5.2	Requisitos para o sistema de excitação	29
5.3	Requisitos relativos à regulação primária de frequência	33
5.4	Requisitos específicos para o sistema de proteção	35
5.5	Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbação	35
5.6	Requisitos para os serviços auxiliares	36
6	Conclusões	37
7	Referências	40
8	Equipe Técnica	41

1 Introdução

O suprimento de energia elétrica do estado de Roraima é realizado atualmente por meio de geração térmica a diesel e pela importação de energia da Venezuela, cujo contrato de fornecimento se encerra em 2021.

Em [1] foi recomendada a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (SIN), através da implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, licitada em setembro de 2011, tendo a Transnorte como proponente vencedor. Contudo, vis-à-vis as dificuldades associadas à travessia da Terra Indígena Waimiri Atroari, até o momento não há uma definição quanto à data de entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus.

Diante desse fato, em fevereiro de 2017, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deliberou a criação de um Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com a participação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o objetivo de avaliar as condições de atendimento a Roraima e estudar alternativas que garantam o atendimento aos consumidores com padrões de qualidade e confiabilidade.

Em maio de 2017 foi elaborada pela EPE a Nota Técnica EPE-DEE-NT-032/2017 – “GT Roraima Subgrupo IV – Identificação de Alternativas de atendimento – médio e longo prazo”, [2], onde foram identificadas as possíveis soluções de geração de energia elétrica para Roraima. Posteriormente, em reunião realizada em junho de 2017, o CMSE solicitou que o Grupo de Trabalho desse prosseguimento aos estudos de médio e longo prazo, inclusive com a avaliação de realização de leilão de energia para atendimento ao crescimento do mercado e substituição gradativa da geração térmica alugada instalada atualmente.

Em [3] foi desenvolvido um estudo para a contratação de geração de energia elétrica no estado de Roraima levando em consideração diversos fatores, tais como: expectativa de crescimento de mercado, utilização de recursos energéticos locais, confiabilidade do suprimento energético, sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica e restrições elétricas do sistema.

Com o objetivo de complementar as análises realizadas em [3], serão apresentadas nesse trabalho as margens de escoamento do sistema de distribuição, a avaliação das correntes de curto-circuito associadas a essas margens, bem como os requisitos técnicos mínimos das máquinas a serem contratadas em leilões futuros.

Importante ressaltar que o resultado apresentado é de caráter orientativo e sensível às premissas adotadas, por ser baseado em cenários que envolvem incertezas, tendo sido

elaborado com o objetivo de subsidiar as decisões do MME para a realização de leilões de energia para Roraima, conforme deliberado pelo CMSE.

2 Sistema de distribuição de Roraima

A rede de distribuição impõe restrições ao escoamento da geração de novos empreendimentos de geração. Desta forma, para subsidiar a escolha dos montantes de geração a serem alocados nos pontos de conexão, foi realizada uma análise levando-se em consideração aspectos técnicos e socioambientais. O objetivo é indicar possíveis cenários de contratação tecnicamente viáveis, isto é, em que as usinas possam escoar com segurança sua capacidade de geração sem violar os níveis de tensão e carregamento da rede, garantindo dessa forma, o suprimento da demanda com padrões de qualidade e confiabilidade. A Figura 2.1 apresenta o subsistema elétrico dividido nas seguintes áreas: Área Sucuba, Área Bonfim, Área Capital e Área Sul

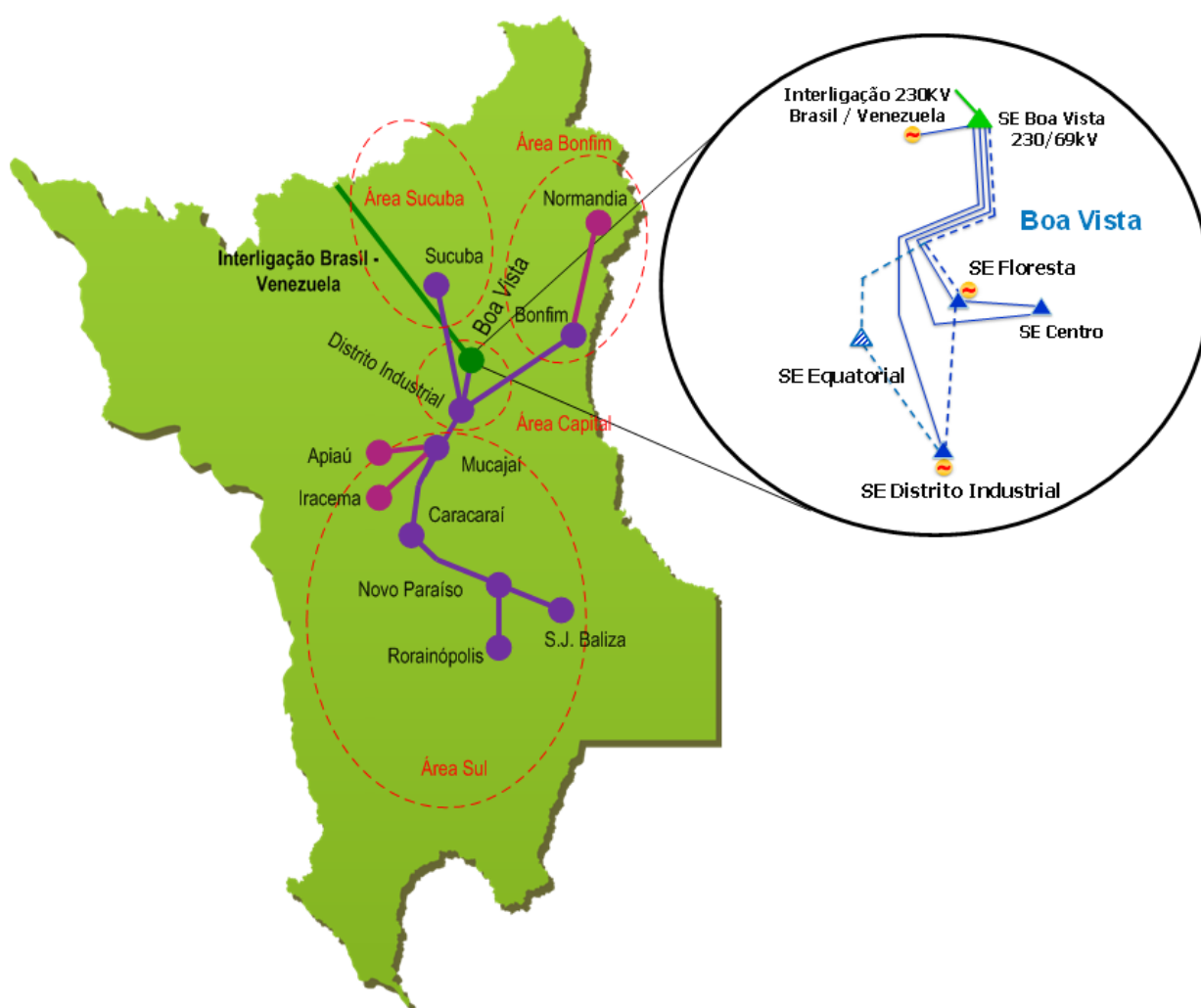


Figura 2-1- Áreas do sistema elétrico de Roraima: Capital, Bonfim, Sucuba e Sul

2.1 Pontos candidatos à implantação de geração

Para uma estimativa global das margens de escoamento efetivamente disponibilizadas simultaneamente, as subestações de conexão do estado de Roraima foram divididas em regiões elétricas: a área Capital, a área Sul (rede elétrica ao sul da capital), a área Bonfim e a área Sucuba, como apresentado ilustrativamente na Figura 2-1 anteriormente.

Na Figura 2-2 está apresentado um diagrama simplificado do sistema elétrico de Boa Vista. As subestações Boa Vista, Floresta e Distrito Industrial, que atualmente já são pontos de conexão de geração térmica, foram consideradas como sendo os pontos candidatos à conexão de novos empreendimentos de geração na área da capital. A SE Equatorial não foi considerada como um local candidato à implantação de novas unidades geradoras devido à sua localização e às incertezas em relação ao prazo associado à sua entrada em operação. Por sua vez, a SE Centro também não foi considerada por estar localizada em uma região com elevada densidade demográfica, o que poderia inviabilizar a implantação de novos empreendimentos, como apresentado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2016-rev0, [4].

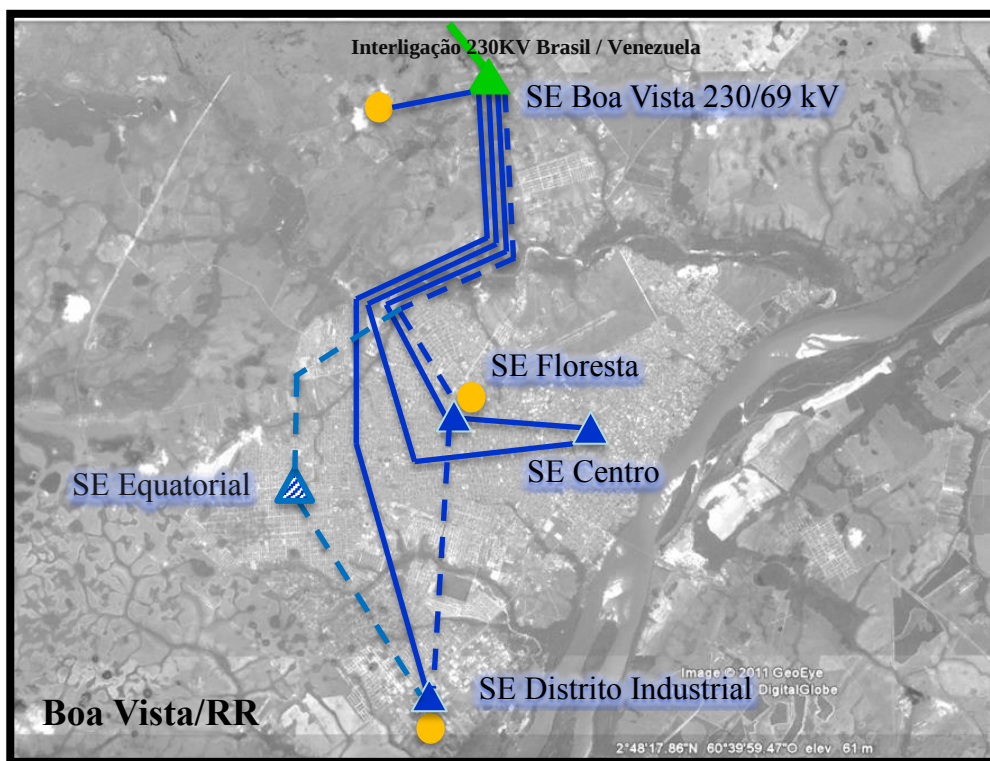


Figura 2-2 - Sistema elétrico - Área da Capital

Na Figura 2-3 é possível observar a localização geográfica de cada ponto candidato à conexão de geração do estado.

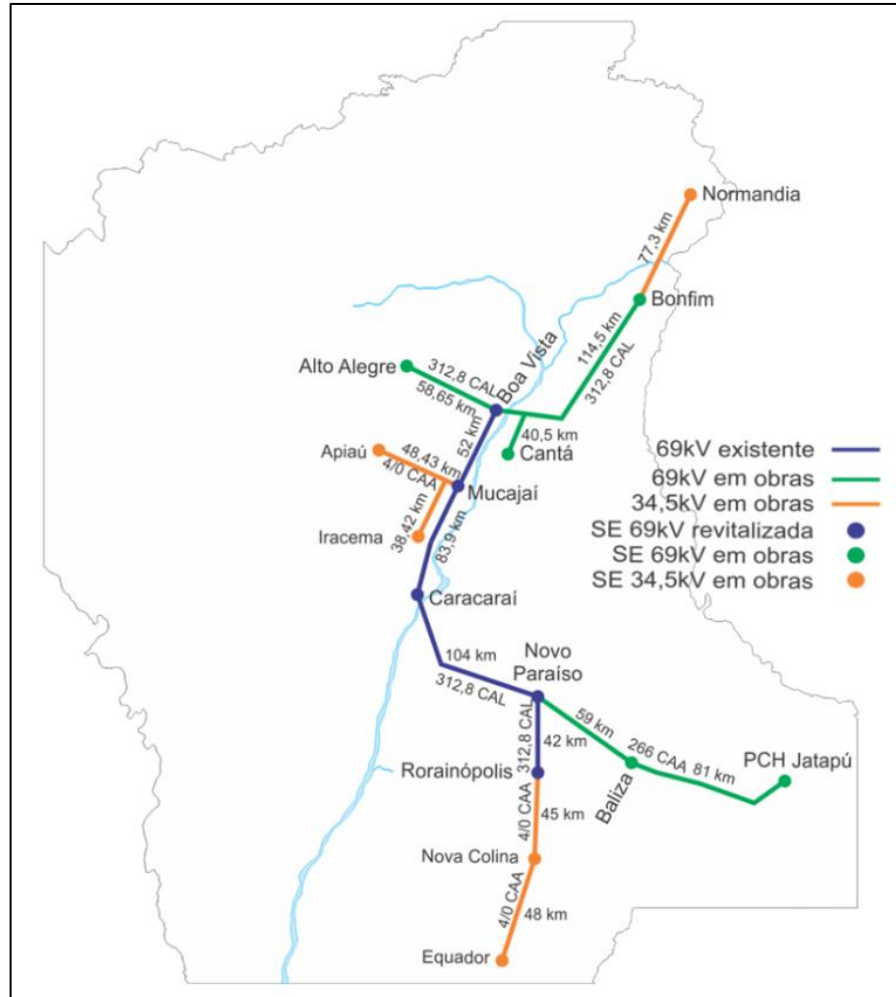


Figura 2-3 – Roraima - Rede de Distribuição Existente e em Construção - Fonte: EDRR 2016

2.2 Cenário de Referência

Baseado nas análises realizadas na Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2016-rev0 – “Indicação dos montantes mínimos de geração térmica necessários para o suprimento à Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (2016-2021)”, [4], publicada em abril de 2016, foi considerado como referência para 2021 o cenário contendo 12 MW na SE Novo Paraíso. Esse cenário foi adotado como referência nesse trabalho visto que, nessa condição, é garantido que o sistema de distribuição apresenta desempenho satisfatório em todos os patamares de carga, não sendo verificadas violações de tensão e carregamento.

A geração mínima de 12 MW na área Sul é um requisito para garantir o controle de tensão e evitar o colapso sistêmico nessa região. Os pontos recomendados para a instalação desse montante são Caracaraí, Novo Paraíso, Rorainópolis ou São João da Baliza.

Destaca-se que essa análise foi realizada considerando em operação a SE Equatorial. Caso essa subestação não esteja em operação até 2021, e a geração da capital seja concentrada integralmente na SE Boa Vista, é possível que haja um estrangulamento no sistema de distribuição da EDRR.

3 Margem Remanescente De Escoamento

3.1 Premissas

As margens de escoamento a serem apresentadas nesse trabalho para cada ponto candidato à implantação de geração foram estimadas por meio dos programas da plataforma CEPEL (ANAREDE e ANAFAS); levando-se em consideração as análises de fluxo de potência em regime permanente e as correntes de curto-circuito nos barramentos, respectivamente, a partir das seguintes premissas:

- 2021 como sendo o ano de referência;
- Dados de mercado e topologia de rede de distribuição, conforme informado pela EDRR em [4], e ratificados pela EDRR em [5];
- Patamares de carga leve e pesada informados em [4];
- Geração nula, ou seja, para cálculo das margens de escoamento foi considerada a desativação completa do parque gerador instalado atualmente na capital e interior do estado;
- Também para o cálculo das margens, foi considerada importação nula da Venezuela;
- Foram consideradas como pontos candidatos à implantação de unidades geradoras as subestações existentes ou previstas para entrar em operação até dezembro de 2018;
- Entrada da SE Equatorial.
- Pontos candidatos à implantação de fontes de geração analisados de forma individual;
- A avaliação de curto-circuito foi realizada com o intuito de indicar possíveis limitações de geração por violação da capacidade de interrupção de corrente simétrica de disjuntores;
- Foram respeitadas as capacidades de curta e longa duração da rede de distribuição, disponibilizadas pela EDRR, assim como os limites de tensão;
- Fontes de geração com capacidade para controle de tensão;
- Critério de confiabilidade “N” para a rede de distribuição da EDRR;
- Disponibilidade Física para conexão conforme informado pela EDRR.

3.2 Disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos

O conhecimento da disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos nos barramentos candidatos é indispensável para definir as subestações habilitadas a receberem fontes de geração. Neste sentido, foi realizada consulta à distribuidora sobre a viabilidade física de conexão nos barramentos candidatos, tendo como resultados as disponibilidades apresentadas na Tabela 3-1.

A classificação dos barramentos candidatos é dada conforme as definições transcritas a seguir:

- **Tipo A:** Possui vão disponível para novas conexões;
- **Tipo B:** Requer construção de novos vãos em barramentos existentes;
- **Tipo C:** Requer extensão de barramento e construção de novos vãos em áreas já disponíveis na subestação;
- **Tipo D:** Requer extensão de barramento e construção de novos vãos em áreas não disponíveis na subestação. O empreendedor assume o risco de adquirir terreno para a expansão do barramento, incluindo os aspectos relacionados à viabilidade construtiva, adequação à capacidade das instalações existentes e licenciamento ambiental. Neste caso, a extensão do barramento e a área adquirida para tal, deverão ser transferidas, de forma não onerosa, para a concessionária de transmissão/distribuição proprietária da subestação; e
- **Tipo E:** Sem disponibilidade física e/ou técnica para novas conexões, ou seja, não se enquadra nos tipos A, B, C ou D.

Tabela 3-1 - Disponibilidade física de conexão nos barramentos candidatos

UF	Barramento Candidato		Situação Operativa		Disponibilidade para conexão	
	Subestação	Barramento de Conexão [kV]	Status	Data prevista para a entrada em operação	Sim ou Não	Tipo de restrição B, C, D ou E
RR	Bonfim	69	Em operação	-	Sim	D
		34,5	Planejado	Março/18	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Normandia	34,5	Planejado	Março/18	NÃO	
		13,8	Planejado	Março/18	NÃO	
	Cantá	69	Planejado	janeiro/19	Sim	D
		13,8	Planejado	janeiro/19	Sim	D
	Sucuba	69	Em operação	-	Sim	D
		34,5	Planejado	janeiro/19	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Mucajaí	69	Em operação	-	Sim	D
		34,5	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Apiaú	34,5	Planejado	Junho/18	Sim	D
		13,8	Planejado	Junho/18	Sim	D
	Iracema	34,5	Planejado	Dezembro/17	Sim	D
		13,8	Planejado	Dezembro/17	Sim	D
	Caracarái	69	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Novo Paraíso	69	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	São João da Baliza	69	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação		Sim	D
	Rorainópolis	69	Em operação	-	Sim	D
		34,5	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Equador	34,5	Planejado	janeiro/19	Sim	D
		13,8	Planejado	janeiro/19	Sim	D
	Nova Colina	34,5	Planejado	janeiro/19	Sim	D
		13,8	Planejado	janeiro/19	Sim	D
	Boa Vista	230	Em operação	-	Sim	C
		69	Em operação	-	Sim	C
		13,8	Em operação	-	Não	

UF	Barramento Candidato		Situação Operativa		Disponibilidade para conexão	
	Subestação	Barramento de Conexão [kV]	Status	Data prevista para a entrada em operação	Sim ou Não	Tipo de restrição B, C, D ou E
	Centro	69	Em operação	-	NÃO	
		13,8	Em operação	-	NÃO	
	Floresta	69	Em operação	-	NÃO	
		13,8	Em operação	-	SIM	Substituição
	Distrito Industrial	69	Em operação	-	Sim	D
		13,8	Em operação	-	Sim	D
	Equatorial	69	Planejado	fevereiro/18	NÃO	
		13,8	Planejado	fevereiro/18	NÃO	

Fontes: EDRR - área de expansão (DOE) e Operação (DOMO) / Eletrobras Eletronorte.

Considerando a viabilidade física de conexão e a data de entrada em operação das subestações, foram considerados candidatos os barramentos indicados na Tabela 3-2. Cumpre notar que as áreas Capital, Bonfim, Sucuba e Sul foram divididas em diferentes subáreas como apresentado a seguir.

Tabela 3-2 - Alocação dos barramentos candidatos nas áreas e subáreas

Área	Subárea	Barramento Candidato para Conexão	Proprietário
Capital	Boa Vista	Boa Vista - 69 kV e 230 kV	Eletrobras Eletronorte
	Distrito Industrial	Distrito Industrial - 69 kV e 13,8 kV	
	Floresta	Floresta – 13,8 kV	
Sul	Caracarái	Caracarái - 69 kV e 13,8 kV	
	Novo Paraíso	Novo Paraíso - 69 kV e 13,8 kV	
	Mucajai	Mucajai - 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV	
	Rorainópolis	Rorainópolis - 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV	
	São João da Baliza	São João da Baliza - 69 kV e 13,8 kV	
	Apiaú	Apiaú – 34,5 kV e 13,8 kV	
	Iracema	Iracema – 34,5 kV e 13,8 kV	
Bonfim	Bonfim	Bonfim - 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV	
Sucuba	Sucuba	Sucuba - 69 kV e 13,8 kV	

3.3 Margens de escoamento disponíveis pelo sistema de distribuição

O cálculo da capacidade remanescente para escoamento de geração consiste em determinar o máximo valor de injeção de potência ativa que o sistema é capaz de transportar, sem apresentar violações de tensão ou carregamento na condição normal de operação para três níveis de análise: barramento, subárea e área.

Para tanto, a análise será executada ordenadamente, iniciando-se pelo cálculo da capacidade remanescente de escoamento no nível de barramento, depois no nível de subárea e por fim no nível de área.

A Tabela 3-3 apresenta as margens de distribuição para os pontos considerados como candidatos à implantação de novas fontes de geração no estado de Roraima, levando-se em consideração as premissas descritas acima.

Finalmente, ressalta-se ser de fundamental importância para o desempenho do sistema, que as novas fontes de geração a serem contratadas, tenham capacidade para controle de tensão e frequência.

Tabela 3-3 - Resumo das capacidades remanescentes em Roraima

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)					
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA			
Bonfim	69	≤ 45	≤ 45	≤ 45			
	34,5	≤ 10					
	13,8	≤ 13					
Normandia	34,5	0	0	Área Bonfim			
	13,8	0					
Sucuba	69	≤ 47	≤ 47	≤ 47			
	34,5	0					
	13,8	≤ 14					
Mucajaí	69	≤ 30	≤ 30	≤ 52			
	34,5	≤ 13					
	13,8	≤ 11					
Apiaú	34,5	≤ 12	≤ 12		Área Sul		
	13,8	≤ 5					
Iracema	34,5	≤ 13	≤ 13				
	13,8	≤ 3					
Caracarai	69	≤ 40	≤ 40				
	13,8	≤ 22					

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Novo Paraíso	69	≤ 38	≤ 38	≤ 52 Área Sul
	13,8	≤ 10		
São João da Baliza	69	≤ 24	≤ 24	
	13,8	≤ 21		
Rorainópolis	69	≤ 25	≤ 25	
	34,5	≤ 13		
	13,8	≤ 12		
Equador	34,5	0	---	
	13,8	0		
Nova Colina	34,5	0	---	
	13,8	0		
Boa Vista	230 ⁽¹⁾	≤ 240	≤ 270	≤ 270 Área Capital
	69	≤ 270		
	13,8	0		
Centro	69	0	---	
	13,8	0		
Floresta	69	0	≤ 40	
	13,8	≤ 40		
Distrito Industrial	69	≤ 115	≤ 115	
	13,8	≤ 40		
Equatorial	69	0	---	
	13,8	0		
Cantá	69	0	---	
	13,8	0		

Na Tabela 3-4 são apresentados os fatores limitantes para a margem remanescente de escoamento, com a discriminação dos elementos que restringem a margem dos barramentos, subáreas e áreas.

Tabela 3-4: Capacidade remanescente e fatores limitantes no estado de Roraima

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)			FATORES LIMITANTES				
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA		
Bonfim	69	≤ 45	≤ 45	≤ 45	Sobrecarga na LD Distrito Industrial - Bonfim	Sobrecarga na LD Distrito Industrial-Bonfim.	ÁREA BONFIM: Sobrecarga na LD Distrito Industrial-Bonfim.		
	34,5	≤ 10			Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Bonfim				
	13,8	≤ 13			Sobrecarga no Transformador 69/13,8 kV da SE Bonfim				
Normandia	34,5	0	0		Sem disponibilidade para conexão.	---			
	13,8	0	0		Sem disponibilidade para conexão.				
Sucuba	69	≤ 47	≤ 47	≤ 47	Sobrecarga na LD Sucubá - Distrito Industrial	Sobrecarga na LD Distrito Industrial-Sucuba.	ÁREA SUCUBA: Sobrecarga na LD Distrito Industrial-Sucuba.		
	34,5	0			Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação				
	13,8	≤ 14			Sobrecarga no Transformador 69/13,8 kV da SE Sucuba				
Mucajaí	69	≤ 30	≤ 30		≤ 52	Sobrecarga na LD Distrito Industrial – Mucajaí e Instabilidade de Tensão		Sobrecarga na LT Distrito Industrial – Mucajaí e Instabilidade de Tensão	ÁREA SUL: Sobrecarga nas LD Distrito Industrial-Mucajaí e Violações de Tensão.
	34,5	≤ 13				Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da Mucajaí			
	13,8	≤ 11		Sobrecarga no Transformador 69/13,8 kV da SE Mucajaí					
Apiaú	34,5	≤ 12	≤ 12	Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Mucajaí e Violação de Tensão na SE Apiaú.		Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Mucajaí			
	13,8	≤ 5		Sobrecarga no Transformador 34,5/13,8 kV da SE Apiau					
Iracema	34,5	≤ 13	≤ 13	Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Mucajaí		Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Mucajaí			
	13,8	≤ 3		Sobrecarga no Transformador 34,5/13,8 kV da SE Iracema					

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)			FATORES LIMITANTES		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Caracarái	69	≤ 40	≤ 40	≤ 52	Sobrecarga na LD Mucajaí-Caracarái e Violação de Tensão na subárea Sul	Sobrecarga na LD Mucajaí-Caracarái	
	13,8	≤ 22			Sobrecarga nos Transformadores 69/13,8 kV da SE Caracarái		
Novo Paraíso	69	≤ 38	≤ 38		Violação de Tensão na subárea Sul e sobrecarga na LD Novo Paraíso – Caracarái	Violação de Tensão na subárea Sul e sobrecarga na LD Novo Paraíso – Caracarái	
	13,8	≤ 10			Sobrecarga nos Transformadores 69/13,8 kV da SE Novo Paraíso		
São João da Baliza	69	≤ 24	≤ 24		Violação de Tensão na subárea Sul e sobrecarga na LD São João da Baliza- Novo Paraíso	Violação de Tensão na subárea Sul / Sobrecarga em LD	
	13,8	≤ 21			Sobrecarga nos Transformadores 69/13,8 kV da SE São João da Baliza		
Rorainópolis	69	≤ 25	≤ 25		Violação de Tensão na subárea Sul e sobrecarga na LD Rorainópolis-Novo Paraíso no Cenário Carga-Leve	Violação de Tensão e sobrecarga na LD Rorainópolis-Novo Paraíso	
	34,5	≤ 13			Sobrecarga no Transformador 69/34,5 kV da SE Rorainópolis.		
	13,8	≤ 12			Sobrecarga no Transformador 69/13,8 kV da SE Rorainópolis.		
Equador	34,5	0	0		Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação	---	
	13,8	0			Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação		
Nova Colina	34,5	0	0		Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação	---	
	13,8	0			Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação		

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)			FATORES LIMITANTES		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Boa Vista	230	≤ 240	≤ 270	≤ 270	Sobrecarga nos 2 transformadores remanescentes da SE Boa Vista, durante contingência de um dos 3 transformadores existentes	Sobrecarga na LD Floresta – Distrito Industrial	ÁREA CAPITAL: Sobrecarga na LD Floresta – Distrito Industrial, ou na LD Distrito Industrial – Bonfim, ou na LD Distrito Industrial – Sucuba, ou na LD Distrito Industrial - Mucajaí
	69	≤ 270			Sobrecarga na LD Floresta – Distrito Industrial, ou na LD Distrito Industrial – Bonfim, ou na LD Distrito Industrial – Sucuba, ou na LD Distrito Industrial - Mucajaí		
	13,8	0			Restrições de curto-circuito.		
Centro	69	0	0		Indisponibilidade para conexão.	----	
	13,8	0			Indisponibilidade para conexão.		
Floresta	69	0	≤ 40		Indisponibilidade para conexão.	Restrições socioambientais	
	13,8	≤ 40			Restrições socioambientais		
Distrito Industrial	69	≤ 115	≤ 115		Sobrecarga na LD Distrito Industrial – Floresta ou na LD Distrito-Mucajaí	Sobrecarga na LD Distrito Industrial – Floresta ou na LD Distrito-Mucajaí	
	13,8	≤ 40			Restrições de curto-circuito.		
Equatorial	69	0	0		Sem disponibilidade para conexão.	---	
	13,8	0	0		Sem disponibilidade para conexão.	---	
Cantá	69	0	0		Incerteza na Previsão de Data de Entrada em Operação	---	
	13,8	0	0			---	

4 Avaliação dos níveis de curto-circuito

4.1 Introdução

O estudo de curto-circuito será realizado para o cenário mais crítico para o dimensionamento do sistema, ou seja, geração máxima simultânea nas áreas Capital, Sul, Bonfim e Sucuba.

As capacidades de interrupção da corrente de curto-circuito simétrica do menor disjuntor das subestações das áreas Capital, Sul, Bonfim e Sucuba, são apresentadas na Tabela 4-1 e na Tabela 4-2.

Tabela 4-1 - Capacidade de Interrupção da corrente de curto-circuito simétrica do menor disjuntor das subestações da área Capital

SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	CAPACIDADE DE INTERRUPTÃO DO MENOR DISJUNTOR [kA]
Boa Vista	230	40,0
	69	31,5
	13,8	20,0
Centro	69	20,0
	13,8	25,0
Floresta	69	20,0
	13,8	25,0
Distrito Industrial	69	31,5
	13,8	20,0
Cantá	69	31,5
	13,8	16,0
Equatorial(1)	69	---
	13,8	---

(1) Subestação planejada.

Tabela 4-2 - Capacidades de Interrupção da corrente de curto-circuito simétrica do menor disjuntor das subestações das áreas Sul, Bonfim e Sucuba

ÁREA	SUBESTAÇÃO	TENSÃO [kV]	CAPACIDADE DE INTERRUPTÃO DO MENOR DISJUNTOR [kA]
Bonfim	Bonfim	69	31,5
		34,5	33,4
		13,8	16,0
	Normandia	34,5	33,4
		13,8	16,0
Sucuba	Sucuba	69	31,5
		13,8	16,0
Sul	Mucajaí	69	31,5
		34,5	33,4
		13,8	16,0
	Apiaú	34,5	33,4
		13,8	16,0
	Iracema	34,5	33,4
		13,8	16,0
	Caracaraí	69	31,5
		13,8	16,0
	Novo Paraíso	69	31,5
		13,8	16,0
	Rorainópolis	69	31,5
		34,5	33,4
		13,8	16,0
	Equador	34,5	33,4
		13,8	16,0
	Nova Colina	34,5	33,4
		13,8	16,0

4.2 Premissas para o cálculo dos níveis de curto-circuito

Para a realização do estudo de curto-circuito, foram adotadas as seguintes premissas:

- Barramentos de 13,8 kV dos enrolamentos terciários dos transformadores T2 e T3 da SE Boa Vista operando em aberto, como indicado em [4];
- LT 230 kV Santa Elena - Boa Vista considerada energizada;
- Abertura dos disjuntores de interligação entre os barramentos de 13,8 kV da SE Distrito Industrial e distribuição uniforme das unidades a serem sincronizadas em cada um dos barramentos de maneira a melhor equilibrar a contribuição de curto-circuito nos mesmos;
- Para a avaliação dos níveis de curto-circuito referentes aos novos pontos candidatos à implantação de GT, foi considerado que as unidades geradoras das áreas Capital, Bonfim e Sucuba serão representadas, referencialmente, por modelos de máquinas semelhantes (potência, topologia e parâmetros) às da UTE Monte Cristo, e que as unidades geradoras da Área Sul, serão representadas, referencialmente, por modelos de máquinas semelhantes (potência, topologia e parâmetros) às da UTE Novo Paraíso. No caso das SEs Distrito Industrial e Floresta, que já possuem geração térmica, foram adotados os modelos das máquinas instaladas atualmente.

4.3 Correntes de Curto-circuito Máximo

Na Tabela 4-3 até a

Tabela 4-5 são apresentados os níveis de curto-circuito para as barras de 69, 34,5 e 13,8 kV.

Tabela 4-3 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 69 kV

BARRAMENTO	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (kA)			CAPACIDADE [kA]
	Trifásico	Monofásico	Bifásico	
Boa Vista	26,50	29,94	29,14	31,5
Centro	9,78	4,97	8,64	20
Floresta	14,71	7,58	13,12	20
Distrito Industrial	17,24	6,26	15,19	31,5
Sucubá	4,20	0,80	3,67	31,5
Mucajá	4,21	1,01	3,67	31,5
Bonfim	4,18	0,54	3,65	31,5
Caracará	4,06	0,60	3,54	31,5
Novo Paraíso	4,39	0,59	3,82	31,5
Rorainópolis	3,09	0,41	2,69	31,5
Cantá	1,66	0,84	1,50	31,5
São João da Baliza	2,88	0,75	2,53	--
Equatorial	9,85	4,60	8,75	--

Tabela 4-4 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 34,5 kV

BARRAMENTO	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (kA)			CAPACIDADE [kA]
	Trifásico	Monofásico	Bifásico	
Sucubá	1,22	1,32	1,28	---
Mucajá	3,31	2,29	3,10	33,4
Bonfim	2,75	2,51	2,67	33,4
Normandia	0,46	0,23	0,43	33,4
Rorainópolis	2,11	1,81	2,00	33,4
Nova Colina	0,67	0,35	0,62	33,4
Equador	0,38	0,19	0,35	33,4
Iracema	1,89	0,50	1,64	33,4
Apiaú	1,95	0,42	1,70	33,4

Tabela 4-5 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 13,8 kV

BARRAMENTO	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (kA)			CAPACIDADE [kA]
	Trifásico	Monofásico-Terra	Bifásico-Terra	
Boa Vista – Terciário T2	34,72	0,00	30,07	20,0
Boa Vista – Terciário T3	34,80	0,00	30,13	20,0
Centro	16,25	18,26	17,82	25,0
Floresta – Barra 1	20,36	16,97	19,12	25,0
Floresta – Barra 2	22,93	19,95	21,81	25,0
Floresta – Barra 3	12,30	12,42	12,41	25,0
Distrito Industrial – Barra 1	11,77	9,26	10,89	20,0
Distrito Industrial– Barra 2	17,51	11,26	15,73	20,0
Sucuba	11,14	15,07	15,62	16,0
Taiano	1,04	0,00	0,90	---
Mucajai	6,87	8,72	8,45	16,0
Bonfim	10,89	14,57	14,97	16,0
Normandia	0,51	0,60	0,61	16,0
Caracarai	12,27	15,09	14,51	16,0
Novo Paraíso	5,03	6,19	5,94	16,0
Rorainópolis	6,69	8,17	7,84	16,0
Cantá	3,88	4,57	4,58	16,0
São João da Baliza	11,12	13,79	13,31	---
Equatorial	19,81	22,86	22,14	---
Nova Colina	0,87	1,05	1,06	16,0
Equador	0,47	0,56	0,57	16,0
Iracema	1,70	2,07	1,99	16,0
Apiáú	3,17	3,91	3,78	16,0

Observando os resultados dos níveis de curto-circuito, conclui-se que foram verificadas violações nos níveis de curto-circuito nas barras de 13,8 kV da SE Boa Vista.

Neste caso, assim como indicado em [4], recomenda-se a realização de estudos específicos com o objetivo de determinar a melhor solução técnica-econômica para a eliminação dessa restrição. Referencialmente, foram vislumbradas algumas possibilidades, tais como a substituição dos disjuntores por equipamentos de maior capacidade, ou a implantação de Reatores Limitadores de Curto-Circuito (RLCC) em série com os barramentos de 13,8 kV da SE Boa Vista. Na Tabela 4-6 são apresentados os valores das correntes de curto-circuito máximo considerando a inserção de RLCC de 26 % de pu (ou 0,5 Ohm).

Tabela 4-6 - Nível de Curto Circuito Máximo nas barras de 13,8kV

BARRAMENTO	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (kA)			CAPACIDADE [kA]
	Trifásico	Monofásico-Terra	Bifásico-Terra	
Boa Vista – Terciário T2	11,00	0,00	9,53	20,0
Boa Vista – Terciário T3	11,00	0,00	9,52	20,0
Centro	16,25	18,26	17,82	25,0
Floresta – Barra 1	20,36	16,97	19,12	25,0
Floresta – Barra 2	22,93	19,95	21,81	25,0
Floresta – Barra 3	12,30	12,42	12,41	25,0
Distrito Industrial – Barra 1	11,77	9,26	10,89	20,0
Distrito Industrial– Barra 2	17,51	11,26	15,73	20,0
Sucuba	11,14	15,07	15,62	16,0
Taiano	1,04	0,00	0,90	---
Mucajai	6,87	8,72	8,45	16,0
Bonfim	10,89	14,57	14,97	16,0
Normandia	0,51	0,60	0,61	16,0
Caracarai	12,27	15,09	14,51	16,0
Novo Paraíso	5,03	6,19	5,94	16,0
Rorainópolis	6,69	8,17	7,84	16,0
Cantá	3,88	4,57	4,58	16,0
São João da Baliza	11,12	13,79	13,31	---
Equatorial	19,81	22,86	22,14	---
Nova Colina	0,87	1,05	1,06	16,0
Equador	0,47	0,56	0,57	16,0
Iracema	1,70	2,07	1,99	16,0
Apiaú	3,17	3,91	3,78	16,0

5 Determinação dos Requisitos Técnicos Mínimos para as Novas Máquinas a serem Contratadas no Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas

De modo geral, as novas máquinas a serem contratadas no sistema Roraima devem atender aos requisitos técnicos ilustrados neste capítulo do relatório, os quais estão em conformidade com o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede. Adicionalmente, serão apresentados requisitos adicionais de constante de inércia mínima, relacionados às máquinas síncronas associadas ao Produto Potência do Leilão de Suprimento, para garantir o desempenho dinâmico do sistema elétrico de Roraima frente à inserção de fontes renováveis intermitentes ou para viabilizar uma ação de ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) com um menor custo operativo, caso se mantenha o contrato de fornecimento com a Venezuela ou futuramente com a entrada da interligação com o SIN.

Dessa forma, as unidades geradoras baseadas em máquinas síncronas que serão instaladas no sistema elétrico de Roraima (contratadas no Produto Potência) deverão atender as características mínimas apresentadas abaixo:

a) Para as unidades geradoras das usinas conectadas à SE Boa Vista, SE Distrito e SE Floresta (Área Capital)

- Potência aparente mínima de **10 MVA** por unidade geradora;
- Constante de inércia mínima de **1,6 segundos** por unidade geradora.

b) Para as unidades geradoras das usinas conectadas às demais subestações do sistema elétrico de Roraima

- Potência aparente mínima de **3,5 MVA** por unidade geradora;
- Constante de inércia mínima de **1,25 segundos** por unidade geradora.

Uma vez que poderão participar do leilão soluções de suprimento com uso misto de fontes e tecnologias, inclusive com soluções de armazenamento de energia (sistemas híbridos), para o Produto Potência, deverão ser comprovados desempenhos dinâmicos equivalentes aos obtidos pelas máquinas síncronas que atendem aos requisitos **a)** e **b)**, acima apresentados. Ou seja, os sistemas híbridos deverão participar da regulação de frequência e tensão do sistema, de modo a garantir um desempenho dinâmico satisfatório do sistema Roraima, tal como seria proporcionado pelas máquinas síncronas.

Para o Produto Energia, por sua vez, as soluções de suprimento contratadas deverão atender aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

Os requisitos técnicos mínimos para os sistemas de excitação e para a regulação primária de frequência (reguladores automáticos de velocidade), especificados a seguir, devem ser integralmente atendidos independentemente do ponto de conexão do empreendimento ao sistema elétrico de Roraima (requisitos associados às máquinas síncronas).

5.1 Requisitos técnicos gerais

A Tabela 5-1 apresenta os requisitos técnicos gerais para unidades geradoras.

Tabela 5-1– Requisitos técnicos gerais

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoeletricas	(a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por período de tempo mínimo de 5 segundos. (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (e) Operação acima de 61,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1).	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação.
2. Participação em Sistemas Especiais de Proteção — SEP	Possibilidade de desconexão automática de geração, para atender a esquemas de ilhamento da usina.	Minimizar consequências de perturbações no sistema.
3. Geração/absorção de potência reativa	A unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência dentro da faixa de 0,90 capacitivo (sobreexcitado) a 0,95 indutivo (subexcitado).	Participar efetivamente no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
4. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de transmissora ou da distribuidora, operação entre 0,90 e 1,05p.u. da tensão nominal, sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados da usina.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
5. Desempenho durante curto-circuito trifásico	Cada unidade geradora e seus serviços auxiliares devem suportar, sem serem desligados, as seguintes variações de tensão de geração provocadas por defeitos na rede: - redução instantânea para até 25% da tensão nominal de geração com duração de 0,20 s, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 0,55 s.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos e afundamentos de tensão. Tensão do gerador (%)

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
6. Desempenho durante curto-circuito assimétrico (corrente de sequência inversa)	Cada unidade geradora deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica, definida por sua característica $I_2^2t = K$, durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos assimétricos.
7. Operação ilhada com seus serviços auxiliares	Quando as variações de tensão e/ou frequência na rede excederem os seus limites, a usina deve passar com segurança para a operação ilhada com seus serviços auxiliares. Ela deve ser projetada para tanto e também para operar na condição de ilhamento por pelo menos 1 (uma) hora. Obs.: Requisito não exigível para usinas a carvão e usinas nucleares.	

Nota: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do sistema.

5.2 Requisitos para o sistema de excitação

Os sistemas de excitação das unidades geradoras devem ser capazes de realizar o controle de tensão terminal no gerador ou da tensão da barra de alta da usina, independentemente do sistema elétrico de Roraima estar operando de forma interligada com a Venezuela ou SIN, ou de forma isolada. Não serão admitidos chaveamentos de modo de controle dos reguladores de tensão, realizados localmente ou através de sinais remotos, no caso de transição de uma operação interligada para uma operação isolada ou vice-versa.

Excepcionalmente, dada as características técnicas das unidades geradoras previstas para operação no sistema elétrico de Roraima, será admitida a utilização de sistemas de excitação com excitatrizes do tipo brushless, sem prejuízo dos demais requisitos técnicos especificados a seguir.

As características e o desempenho do sistema de excitação devem estar perfeitamente adequados ao projeto do gerador. O sistema de excitação deve conter pelo menos os seguintes recursos:

- controle automático da tensão terminal no gerador ou da tensão da barra de alta da usina, mediante controle conjunto das unidades;
- controle manual da excitação do gerador;
- transição suave de controle automático para controle manual e vice-versa;
- rápida desexcitação do campo do gerador;
- polarização do campo para a elevação inicial da tensão do gerador (excitação inicial);

- compensação de corrente reativa (CCR);
- limitação automática da relação Volt/Hertz;
- limitação automática da excitação em valores máximo e mínimo ($E_{fd_{máx}}$ e $E_{fd_{mín}}$);
- desempenho automático das funções que são requeridas pelas sequências de controle automático de partida e parada, do grupo turbina-gerador.

A Tabela 5-2 apresenta os requisitos técnicos mínimos para a excitatriz da unidade geradora.

Tabela 5-2 – Requisitos técnicos mínimos para a excitatriz

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Capacidade nominal de excitação	A capacidade de condução de corrente contínua (CC) não deve ser inferior a 110% da corrente de excitação necessária para manter o gerador operando com potência máxima e 105% de tensão nominal.
2. Tensão de teto (1)	(a) Teto positivo: não menor que 2,5 vezes a tensão de campo nominal (nas condições nominais de potência ativa, tensão e fator de potência). (b) Teto negativo: não menor que 80% do teto positivo. Obs.: 1,0 pu de tensão corresponde à tensão de campo necessária para gerar a tensão nominal na linha do entreferro a vazio.
3. Tempo de resposta de tensão de campo (2)	Menor ou igual a 0,1 segundo.
4. Máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (<i>overshoot</i>) (3)	Menor ou igual a 10%.
5. Tempo de estabilização da tensão terminal (3)	Menor ou igual a 1 segundo.
6. Capacidade contínua do transformador de excitação	Não deve ser menor que o requerido quando a excitatriz estiver operando continuamente.
7. Alimentação	(a) O sistema de excitação de cada gerador deve ser totalmente independente, ou seja, não deve depender de outro gerador nem de alimentação auxiliar externa em corrente alternada (CA). (b) A exceção é para: (1) a excitação inicial do campo; (2) os serviços auxiliares que sejam essenciais à partida do gerador ou não a limitem; e (3) os ensaios.

Notas: (1) No caso da utilização de excitatriz do tipo *brushless* o item (b) referente a tensão de teto negativo não é exigido.

(2) Estando a máquina em vazio, desconectada da rede, operando à tensão de campo nominal e aplicando-se um degrau na referência do regulador de tensão que leve o sistema de excitação à tensão de teto no menor tempo possível, o tempo de resposta é o tempo em segundos para a

tensão de campo atingir 95% da diferença entre a tensão de teto e a tensão de campo a plena carga.

- (3) É o tempo necessário para que a resposta da tensão terminal ao ensaio de degrau na referência do regulador de tensão com a máquina em vazio alcance e permaneça dentro da faixa de $\pm 2\%$ do valor final.

A Tabela 5-3 apresenta os requisitos técnicos mínimos de desempenho para o regulador de tensão da unidade geradora.

Tabela 5-3 – Requisitos de desempenho para o regulador de tensão

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Controle de tensão	(a) O sistema de excitação deve ser capaz de manter a tensão do gerador dentro de limites especificados, com o regulador de tensão operando em modo automático e com umidade relativa do ar a 100% e temperatura na faixa de -5°C a $+50^{\circ}\text{C}$. (b) A tensão nas 3 fases do gerador, quando da operação em regime estável de carga e frequência deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para: (1) qualquer valor de corrente de carga e de excitação dentro da faixa de operação do gerador; (2) qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida na faixa de 90 a 110% da tensão nominal quando o gerador estiver sem carga; (3) qualquer frequência na faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal. (c) Em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador que estiver operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal: (1) não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado; (2) deve ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre $\pm 5\%$ do valor ajustado, num tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição; (3) ao atingir o regime permanente, deve estabilizar-se dentro da faixa de $\pm 0,5\%$, mantendo-se nessa faixa durante todo o período de sobrevelocidade, com a velocidade máxima igual à sobrevelocidade admissível do conjunto gerador turbina. (d) A tensão terminal nas 3 fases do gerador deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado quando em operação em vazio e velocidade constante, para qualquer valor de velocidade.
2. Tensão de teto sob condições de defeitos	A tensão de campo da excitatriz deve ser mantida em valor superior a 80% da tensão de campo à carga nominal, durante defeitos do lado de alta tensão do transformador elevador, supondo-se que a tensão terminal tenha sido reduzida a 35% da tensão nominal, por um período de 15 ciclos.
3. Sensibilidade	Com o gerador operando à frequência, tensão e corrente nominais, o regulador de tensão da excitatriz estática deve permitir ajuste que faça a tensão de teto ser atingida quando de variação em degrau de 2% na tensão de referência do regulador.

A Tabela 5-4 apresenta os requisitos técnicos mínimos relacionados aos equipamentos do sistema de excitação da unidade geradora.

Tabela 5-4 – Requisitos de equipamentos do sistema de excitação

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Excitação inicial	Cada sistema de excitação deve contar com um conjunto independente de equipamentos destinados à excitação inicial dos geradores que atenda às seguintes exigências: (a) permita a ligação da excitação inicial do campo, bem como o seu desligamento automático quando a tensão de estator tiver atingido um nível adequado; (b) os equipamentos devem, no mínimo, ter: (1) dispositivo limitador de corrente; e (2) dispositivo de proteção do circuito.
2. Ponte retificadora (1)	A configuração completa deve ser constituída de módulos de ponte retificadora trifásica, conectados em paralelo, de modo a atender no mínimo às seguintes exigências operacionais: (a) A corrente deve ser dividida equitativamente nos vários tiristores em paralelo em cada ramo da ponte. (b) Se (N) módulos conectados em paralelo são necessários para suprir a capacidade nominal contínua e satisfazer os requisitos do ciclo de operação do sistema de excitação, então (N+1) módulos devem ser fornecidos.
3. Circuitos de controle	Em termos de circuitos de controle devem ser previstos 2 canais independentes: (a) canal manual – que permite o controle manual da excitação; e (b) canal automático – que efetua a regulação automática da tensão terminal do gerador.
4. Controle manual da excitação e regulação automática de tensão	O regulador automático de tensão deve ser equipado, no mínimo, com os seguintes limitadores de ação contínua: (a) excitação mínima – que atua sempre que a corrente de campo atingir valores abaixo dos quais a máquina possa perder o sincronismo. (b) excitação máxima – que limita automaticamente a corrente de campo a um valor máximo permitido para o sistema de excitação e enrolamento de campo. Sua atuação deve ter um retardo para permitir sobrecargas transitórias, desde que não sejam atingidos os valores de projeto do enrolamento de campo ou valores limites para proteção das pontes de tiristores. (c) limitador Volt/Hertz – que evita sobrefluxo no gerador, transformador elevador e transformador de excitação, causado por subfrequência e sobretensão. A atuação desses limitadores deve ser estável, instantânea, normalmente com faixa ajustável entre 1,0 e 1,3 pu, com um bom amortecimento e pequeno tempo de estabilização, e deve ser coordenada dinamicamente com a atuação do sistema de proteção.
5. Compensador de corrente ou potência reativa	Deve haver uma função de compensação de potência reativa com o objetivo de melhorar a regulação do barramento de alta tensão da usina. O grau de compensação deve ser de 0 a 10%, positiva ou negativa.

Descrição	Requisito técnico mínimo
6. Função seguidor (<i>follow up</i>)	Deve haver uma função de acompanhamento que ajuste continuamente a posição do módulo de ajuste de referência manual, para garantir a transição suave do controle de excitação do modo automático para o manual.

Nota: (1) Não aplicável no caso de utilização de sistemas de excitação do tipo *brushless*.

5.3 Requisitos relativos à regulação primária de frequência

O controle primário de frequência, que é executado pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, tem por objetivo limitar a variação de frequência, quando da ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração.

As características e o desempenho do sistema de regulação primária de frequência devem ser adequados ao projeto do gerador. Na Tabela 5-5 estão listados os requisitos técnicos mínimos de desempenho e operacionais.

Os sistemas de regulação primária de frequência das unidades geradoras devem ser capazes de realizar o controle de frequência da máquina motriz primária, independentemente do sistema elétrico de Roraima estar operando de forma interligada com a Venezuela ou SIN, ou de forma isolada. Não serão admitidos chaveamentos de modo de controle dos reguladores de velocidade, realizados localmente ou através de sinais remotos, no caso de transição de uma operação interligada para uma operação isolada ou vice-versa, que tornem as unidades geradoras insensíveis às variações de frequência do sistema.

Para as usinas termoeletricas que operam em ciclo combinado, os requisitos técnicos mínimos apresentados no Quadro 5 aplicam-se à instalação como um todo.

Tabela 5-5 – Requisitos para o sistema de regulação primária de frequência

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Estatismo permanente	Ajustável entre 2 e 8%.	Permitir o ajuste da participação das unidades geradoras no controle de frequência da rede elétrica.
2. Banda morta	Menor ou igual a $\pm 0,04$ Hz.	Uma banda morta larga tem efeitos negativos na regulação primária e dificulta a determinação de parâmetros adequados de controle.
3. Tempo de estabilização na operação em rede isolada das unidades (1)	Menor que 60 segundos.	Garantir bom desempenho em condições de ilhamento e recomposição.
4. Tempo de resposta na operação em rede isolada (2)	Menor que 9 segundos.	
5. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação interligada	O ajuste do regulador para a condição de operação interligada deve satisfazer (tempo de resposta e estabilização) também a condição de operação isolada.	Esse requisito garante o desempenho tanto em condições de operação interligada quanto em condições de ilhamento e recomposição de sistema.
6. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação em vazio	Admite-se um ajuste diferenciado do regulador de velocidade para a operação em vazio, uma vez que é possível determinar tal condição por meio da posição de chaves e disjuntores. Por outro lado, a condição de operação isolada não pode ser detectada facilmente.	
7. Desempenho fora das condições nominais de tensão e frequência	O sistema de regulação da frequência deve obedecer aos requisitos acima, dentro das faixas de variação de frequência (relacionadas no Quadro 1) e de tensão admitidas para o gerador.	Isso garante o desempenho para as condições operativas previstas.
8. Controle conjunto de potência	O controle conjunto de potência, caso exista, deve ter a capacidade de equalizar a geração entre as unidades sob controle.	Essa característica objetiva facilitar a operação das unidades geradoras.
9. Desempenho em condições de rejeição de carga	O regulador de velocidade deve ser capaz de controlar a velocidade da unidade geradora em caso de rejeição total de carga para evitar seu desligamento por sobrevelocidade.	

Notas: (1) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.

(2) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade com a malha de frequência aberta. Esse requisito geralmente é verificado por meio de simulações, por ser difícil estabelecer condições operativas isoladas.

5.4 Requisitos específicos para o sistema de proteção

As unidades geradoras devem dispor de dois conjuntos de proteção, além dos conjuntos de proteção intrínseca recomendados pelo fabricante:

- proteção unitária; e
- proteção de retaguarda.

O tempo total de eliminação de todos os tipos de faltas pela proteção unitária, incluindo o tempo de abertura de todos os disjuntores da unidade geradora, não deve exceder a:

- 150 ms para unidades geradoras com conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora em nível de tensão igual ou inferior a 230 kV.

As proteções da unidade geradora devem ser capazes de realizar, individual ou simultaneamente, para as funções específicas, a eliminação de falhas internas à unidade geradora que provoquem valores elevados de corrente de curto-circuito, e de detectar todas as condições anormais de operação, em função das características de suportabilidade da unidade geradora e da sua transformação elevadora. Para as funções de ambas as proteções que possam atuar para falhas externas à unidade geradora, deve ser assegurada a seletividade destas atuações.

5.5 Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbação

As unidades geradoras devem ter sistemas para registro de perturbações, que podem ser constituídos por funções integradas aos sistemas de proteção, atendendo aos seguintes requisitos:

- os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS e/ou agente de transmissão quando solicitados, conforme estabelecido no Submódulo 22.3; e
- os registros devem ser disponibilizados para o ONS no formato de dados especificado no Submódulo 11.6.

Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas analógicas:

- correntes das três fases;
- tensões das três fases; e
- corrente de neutro, no caso de gerador aterrado por baixa impedância, ou tensão de neutro, no caso de gerador aterrado por alta impedância.

Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas digitais:

- desligamento pela proteção unitária;
- desligamento pela proteção de retaguarda;
- desligamento pelas demais proteções utilizadas; e
- desligamento pelas proteções intrínsecas.

5.6 Requisitos para os serviços auxiliares

Os serviços auxiliares em corrente alternada (CA) e em corrente contínua (CC) de usina definida como de interesse para os corredores de restabelecimento devem ser especificados de modo a garantir o suprimento das cargas essenciais, para manter o seu funcionamento e das suas instalações de transmissão de interesse restrito durante a ocorrência de distúrbios que causem variações extremas de tensão e de frequência.

Para as usinas definidas como de autorrestabelecimento a fonte de alimentação autônoma deverá ter capacidade suficiente para partida de, no mínimo, uma unidade geradora da instalação.

A usina classificada como de autorrestabelecimento deve ser capaz de partir pelo menos uma das suas unidades geradoras, independentemente da indisponibilidade de unidades geradoras na sua instalação.

Na concepção dos sistemas de alimentação CC e CA deve ser observada a disponibilidade geral de 99,98 % dos serviços auxiliares, cujo valor de referência seja o somatório dos últimos 12 (doze) meses. Isso implica numa indisponibilidade máxima num período de 12 (doze) meses de 1 hora e 45 minutos, garantidos pelo agente de geração;

Para a programação de manutenção e testes dos serviços auxiliares CC e CA, o agente de geração deve considerar os requisitos mínimos de testes estabelecidos no Submódulo 10.14 dos Procedimentos de Rede.

6 Conclusões

As análises para determinação dos Quantitativos da Capacidade Remanescente do sistema de Roraima para Escoamento de Geração nos Barramentos de distribuição, sumarizadas no item 3, foram realizadas considerando:

- Estudos de fluxo de potência, descritos no item 3.3, observando as capacidades operativas de longa e de curta duração dos equipamentos da rede elétrica, bem como os critérios de tensão, visando o atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede; e
- Estudos de curto-circuito, descritos no item 4.3, os quais ressaltam as possíveis violações de capacidade dos equipamentos frente à elevação das correntes de curto-circuito, em decorrência do acréscimo de potência definido nas análises realizadas no item 3.3.

Os Quantitativos da Capacidade Remanescente para Escoamento de Geração nos Barramentos da rede de distribuição a ser ofertada em Leilões futuros para o estado de Roraima foram definidos a partir da composição dos limites de capacidade remanescente de escoamento de energia elétrica com os limites decorrentes da superação dos equipamentos por nível de curto-circuito, em função do acréscimo de geração, levando-se em consideração ainda as limitações físicas e socioambientais impeditivas para a conexão de novos empreendimentos. Estes limites são apresentados na Tabela 6-1 a seguir.

Tabela 6-1 - Resumo das capacidades remanescentes em Roraima

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Bonfim	69	≤ 45	≤ 45	≤ 45
	34,5	≤ 10		
	13,8	≤ 13		
Normandia	34,5	0	0	Área Bonfim
	13,8	0		
Sucuba	69	≤ 47	≤ 47	≤ 47
	34,5	0		Área Sucuba
	13,8	≤ 14		
Mucajaí	69	≤ 30	≤ 30	≤ 52
	34,5	≤ 13		Área Sul
	13,8	≤ 11		

		CAPACIDADE REMANESCENTE PARA O LEILÃO (MW)		
BARRAMENTO CANDIDATO	TENSÃO (kV)	BARRAMENTO	SUBÁREA	ÁREA
Apiaú	34,5	≤ 12	≤ 12	
	13,8	≤ 5		
Iracema	34,5	≤ 13	≤ 13	
	13,8	≤ 3		
Caracaráí	69	≤ 40	≤ 40	
	13,8	≤ 22		
Novo Paraíso	69	≤ 38	≤ 38	
	13,8	≤ 10		
São João da Baliza	69	≤ 24	≤ 24	
	13,8	≤ 21		
Rorainópolis	69	≤ 25	≤ 25	
	34,5	≤ 13		
	13,8	≤ 12		
Equador	34,5	0	---	
	13,8	0		
Nova Colina	34,5	0	---	
	13,8	0		
Boa Vista	230 ⁽¹⁾	≤ 240	≤ 270	
	69	≤ 270		
	13,8	0		
Centro	69	0	---	
	13,8	0		
Floresta	69	0	≤ 40	
	13,8	≤ 40		
Distrito Industrial	69	≤ 115	≤ 115	
	13,8	≤ 40		
Equatorial	69	0	---	
	13,8	0		
Cantá	69	0	---	
	13,8	0		

A partir dos resultados obtidos e sintetizados no item 4, conclui-se que as capacidades remanescentes de escoamento não foram limitadas pelos níveis de curto-circuito. Para o setor de 13,8 kV da SE Boa Vista, barramento esse onde foi registrada a única violação, recomenda-se a realização de estudos complementares com o objetivo de identificar a melhor solução técnica-econômica para a eliminação das violações de curto-circuito apresentadas na

Tabela 4-5. Referencialmente, foram vislumbradas algumas possibilidades, tais como a substituição dos disjuntores por equipamentos de maior capacidade, ou a implantação de Reatores Limitadores de Curto-Circuito (RLCC) em série com os barramentos de 13,8 kV da SE Boa Vista.

Para que o sistema apresente desempenho adequado em todos os patamares de carga, é fundamental que as novas fontes de geração tenham capacidade para controle de tensão e frequência, bem como seja garantida uma geração mínima de 12 MW na área Sul, com o objetivo de promover o controle de tensão e evitar o colapso sistêmico nessa região. Os pontos recomendados para a instalação desse montante são Caracaraí, Novo Paraíso, Rorainópolis ou São João da Baliza.

Cabe salientar ainda a necessidade do atendimento aos requisitos mínimos apresentados no item 5, de modo a contratar máquinas que proporcionarão um desempenho dinâmico aceitável ao sistema elétrico de Roraima frente às contingências no sistema. Dentre esses requisitos, destacam-se para o Produto Potência:

- Controle Automático de Tensão, em qualquer situação operativa;
- Controle Automático de Frequência, em qualquer situação operativa.

7 Referências

- [1] EPE-DEE-RE-047/2010-r0 – “Estudo da Interligação Boa Vista – Manaus”, agosto de 2010
- [2] Nota Técnica EPE-DEE-NT-032/2017 – “GT Roraima Subgrupo IV – Identificação de Alternativas de atendimento – médio e longo prazo”, maio de 2017
- [3] Nota Técnica EPE-DEE-NT-064/2017-r0 – “GT Roraima Subgrupo IV – Estudo para Contratação de Energia Elétrica e Potência Associada no Sistema de Boa Vista, outubro de 2017
- [4] Nota Técnica EPE-DEE-NT-049/2016-rev0 – “Indicação dos montantes mínimos de geração térmica necessários para o suprimento à Roraima no período que antecede a interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (2016-2021)”, Rio de Janeiro – RJ, abril de 2016
- [5] Ofício EDRR CTA-PR-123-A/2017 – “Demanda de Carga Sistema Boa Vista/Interior”, Boa Vista – RR, Maio de 2017

8 Equipe Técnica

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

José Filho da Costa Castro – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Aline Couto de Amorim – EPE/SEG

Gustavo Pires da Pontes – EPE/SEG

Michele Almeida de Souza – EPE/SEG

Alexandre De Melo Silva – ONS/PLC

Antônio Felipe da Cunha de Aquino – ONS/EGE

Fabricio Andrade Mourinho – ONS/PLM

Leandro Dehon Penna – ONS/EGE

Paulo Eduardo Martins Quintão – ONS/EGE

Thayane Doring Gomes – ONS/EGE

Lista de figuras e tabelas

Figuras:

Figura 2-1- Áreas do sistema elétrico de Roraima: Capital, Bonfim, Sucuba e Sul	7
Figura 2-2 - Sistema elétrico - Área da Capital	8
Figura 2-3 – Roraima - Rede de Distribuição Existente e em Construção - Fonte: EDRR 2016	9

Tabelas:

Tabela 3-1 - Disponibilidade física de conexão nos barramentos candidatos	13
Tabela 3-2 - Alocação dos barramentos candidatos nas áreas e subáreas	14
Tabela 3-3 - Resumo das capacidades remanescentes em Roraima	15
Tabela 3-4: Capacidade remanescente e fatores limitantes no estado de Roraima	17
Tabela 4-1 - Capacidade de Interrupção da corrente de curto-circuito simétrica do menor disjuntor das subestações da área Capital	20
Tabela 4-2 - Capacidades de Interrupção da corrente de curto-circuito simétrica do menor disjuntor das subestações das áreas Sul, Bonfim e Sucuba	21
Tabela 4-3 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 69 kV	23
Tabela 4-4 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 34,5 kV	23
Tabela 4-5 - Níveis de Curto Circuito Máximo nas barras de 13,8 kV	24
Tabela 4-6 - Nível de Curto Circuito Máximo nas barras de 13,8kV	25

Tabela 5-1– Requisitos técnicos gerais	28
Tabela 5-2 – Requisitos técnicos mínimos para a excitatriz	30
Tabela 5-3 – Requisitos de desempenho para o regulador de tensão	31
Tabela 5-4 – Requisitos de equipamentos do sistema de excitação	32
Tabela 5-5 – Requisitos para o sistema de regulação primária de frequência	34
Tabela 6-1 - Resumo das capacidades remanescentes em Roraima	37