



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA REPRESENTAÇÃO NO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO – 1º QUADRIMESTRE 2019

**HORIZONTE: JANEIRO A ABRIL DE
2019**

ONS DPL 0343/2018

RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA REPRESENTAÇÃO NO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO – 1º QUADRIMESTRE 2019

**HORIZONTE: JANEIRO A ABRIL DE
2019**

Dezembro 2018

Sumário

1	Introdução e Objetivos	5
2	Definição dos Fluxos e intercâmbios	6
3	Recebimento Nordeste (RNE)	8
4	Exportação Nordeste	12
5	Fluxo Norte Sudeste (FNS)	13
5.1	Limite FNS em função de perdas simples da Norte/Sudeste	13
5.2	Limite FNS em função do Bipolo Xingu – Estreito	14
5.3	Limite FNS em função do Fluxo Tucuruí - Xingu	16
5.4	Limite FNS em função do corte de geração em Itaipu 60Hz	18
6	Fluxo Miracema Gurupi (FMCGU)	24
7	Fluxo Colinas Miracema (FCOMC)	25
8	Fluxo Estreito Xingu (FETXG)	26
9	Fluxos Miracema/Colinas e Recebimento Nordeste (FMCCO+RNE)	27
10	Fluxo Tucuruí Xingu (FTUXG)	28
11	Recebimento Sudeste (RSE)	30
12	Fluxo Bateias – Ibiúna (Fbain)	34
13	Fluxo Ibiúna – Bateias (Finba)	38
14	Fluxo Ilha Solteira Água Vermelha	41
15	Fluxo Sudeste/Centro-Oeste (FSECO)	42
16	Recebimento Sudeste/Centro-Oeste (RSECO)	43
17	Fluxo Xingu Jurupari (FXGJP)	44
18	Fluxo Manaus (FMANAUS)	45

19	Atendimento Subsistema Manaus	47
20	Fluxo Jorge Teixeira Mauá III (FJTMT)	48
21	Atendimento Sistema Macapá (FMacapá)	50
22	Inequações com representação direta	51
22.1	Área 500 kV Norte	51
22.2	Área 500 kV Nordeste	51
22.3	Área Paraná	52
22.4	Área Santa Catarina	52
22.5	Área Rio Grande do Sul	53
22.6	Área 500 kV Sudeste	53
22.7	Área São Paulo	53
22.8	Área Rio de Janeiro e Espírito Santo	54
22.9	Área Minas Gerais	55
22.10	Área Goiás e Distrito Federal	55
22.11	Área Mato Grosso	56
22.12	Área Acre e Rondônia	57
22.13	Áreas 230 kV Nordeste	58
22.14	Área Amazonas e Amapá	58
	Lista de figuras e tabelas	60

1 Introdução e Objetivos

Esta NT tem por objetivo apresentar os limites elétricos a serem considerados no processo de otimização eletroenergética da programação elétrica com o modelo DESSEM.

Este relatório abrange o período de Janeiro a Abril de 2019, tendo como objetivo subsidiar a programação da operação quanto às informações referentes aos limites de transmissão de energia entre as regiões que integram o SIN a partir dos resultados dos estudos do planejamento elétrico da operação.

Os limites foram definidos em consonância com os critérios de segurança estabelecidos nos Procedimentos de Rede e estão apresentados nos relatórios dos estudos quadrimestral e mensal.

Assim como os modelos NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM tem como ferramenta de solução do problema de otimização a Programação Linear, fazendo com que todas as restrições sejam representadas de forma linearizada. Isso é particularmente crítico na representação, no algoritmo de otimização, das restrições de segurança elétrica, que atualmente são consideradas detalhadamente na validação elétrica da Programação Diária da Operação e operação em tempo-real.

Assim, considerando as particularidades da modelagem DESSEM este relatório apresenta, quando necessário, as linearizações das restrições elétricas que são determinadas pelos estudos elétricos.

Este relatório tem por base os resultados dos estudos elétricos apresentados nos seguintes relatórios:

- DPL-REL-0320/2018 - Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral Janeiro - Abril 2019;

2 Definição dos Fluxos e intercâmbios

A Tabela 2-1 apresenta as definições das grandezas elétricas modeladas nesse relatório.

Tabela 2-1: Descrição dos Fluxos e Intercâmbios Considerados

Fluxos	Descrição
Elo CC Furnas	Fluxo Bipolos do Elo CC Furnas, sentido Foz do Iguaçu 50 Hz → Ibiúna
RSE (Recebimento pelo Sudeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1, C2 e C3; LT 525 kV Ivaiporã Eletrosul – Ivaiporã Furnas; LT 500 kV Bateias – Ibiúna C1 e C2; LT 500 kV Londrina – Assis C1 e C2; LT 230 kV Londrina (Eletrosul) – Assis; LT 230 kV Londrina (Copel) – Assis; LT 230 kV Figueira – Chavantes; LT 230 kV Guaíra – Dourados; LT 230 kV Jaguariaíva – Itararé II; LT 138 kV Loanda – Rosana; LT 138 kV Paranavaí – Rosana; LT 88 kV Andirá – Salto Grande C1 e C2.
Fbain (Fluxo Bateias Ibiúna)	LT 500 kV Bateias – Ibiúna C1 e C2.
Finba (Fluxo Ibiúna Bateias)	LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2.
FNS (Fluxo Norte Sudeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LTs: LT 500 kV Gurupi / Serra da Mesa C1 e C2 LT 500 kV Peixe 2 / Serra da Mesa 2.
FSECO (Fluxo Sudeste Centro-Oeste)	FSENE – FNS – Geração das UHE: Serra da Mesa; Cana Brava; São Salvador.
RSECO (Recebimento Sudeste Centro-Oeste)	– FSECO
FMCCO (Fluxo Miracema Colinas)	Somatório do fluxo de potência ativa nas LT LT 500 kV Miracema – Colinas C1, C2 e C3.

Exp_N (Exportação Norte CA)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes instalações: LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, C2; LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança; LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2; LT 230 kV Coelho Neto – Teresina. LT 500 kV Miracema – Gurupi C1, C2 e C3; LT 500 kV Miracema – Lajeado;
F _{XGET} (Fluxo Xingu Estreito)	Fluxo no Bipolo do Elo CC Xingu, sentido Xingu → Estreito
F _{ETXG} (Fluxo Xingu Estreito)	Fluxo no Bipolo do Elo CC Xingu, sentido Estreito → Xingu
RNE (Recebimento do Nordeste)	FNE + FSENE
FTUXG (Fluxo Tucuruí Xingu)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2.
FXGJU (Fluxo Xingu Jurupari)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2.
FJPXG (Fluxo Jurupari Xingu)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Jurupari – Xingu C1 e C2.
FManaus (Fluxo Manaus)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2.
Exp_Manauas (Exportação Manaus)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 500 kV Lechuga – Silves C1 e C2.
FMacapá (Fluxo Macapá)	Fluxo de potência ativa nas LT: LT 230 kV Laranjal – Macapá C1 e C2.
FAmapá (Fluxo Amapá)	Fluxo de potência ativa nos TRs: TR1 e TR2 230/500 kV Jurupari.
FJTMT (Fluxo Jorge Teixeira – Muaá III)	Fluxo de potência ativa nas LTs: LT 230 kV Jorge Teixeira – Mauá III C1 e C2.

3 Recebimento Nordeste (RNE)

O limite de Recebimento de energia pela Região Nordeste depende do patamar de carga da Região Nordeste e da Exportação/Importação da Região Norte CA e é definido pelo desempenho dinâmico do SIN quando de ocorrência das seguintes perdas:

- Perda simples de LT 500 kV Igaporã – Ibicoara; ou
- Perda dupla da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga da Região Nordeste;
- Exportação Norte;
- Geração de três grupos de usinas eólicas e solares da Bahia.

O limite de RNE pode ser determinado pela expressão:

$$RNE = F1(Exp_N) + F2(G1) + F3(G2) + F4(G3)$$

As figuras a seguir apresentam os limites linearizados para o RNE em função da Carga Nordeste e da Exportação Norte.

Figura 3-1: Limite RNE em função da Exportação Norte para Carga NE ≤ 10.500 MW

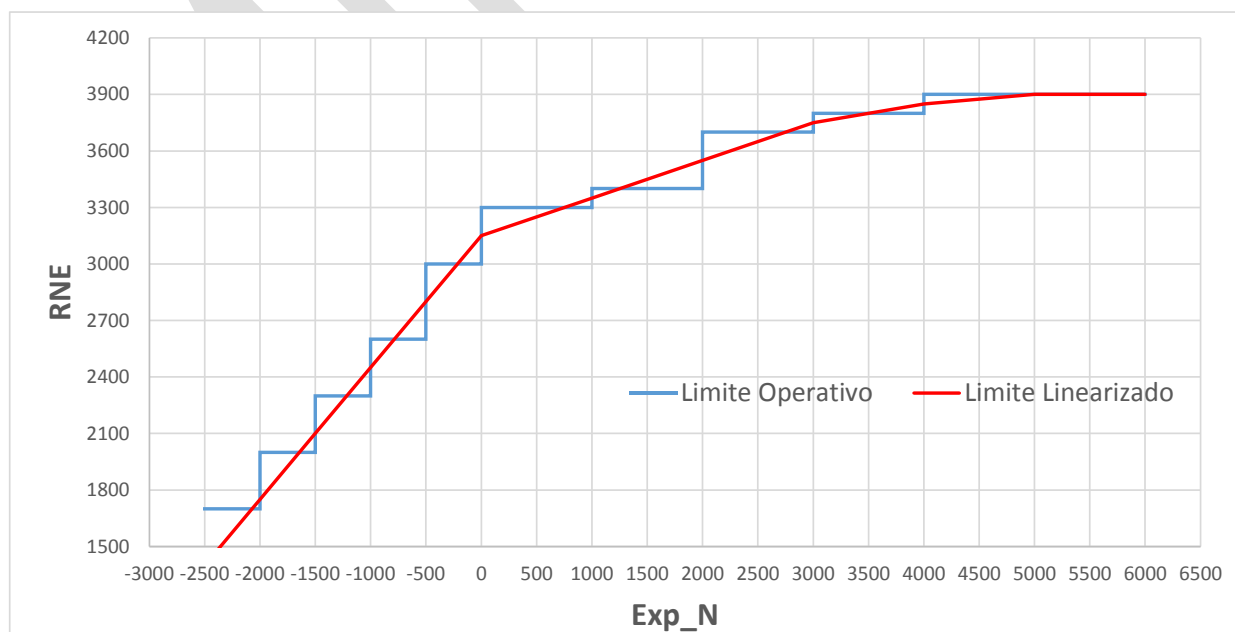


Figura 3-2: Limite RNE em função da Exportação Norte para $10.500 < \text{Carga NE} \leq 13.000$ MW

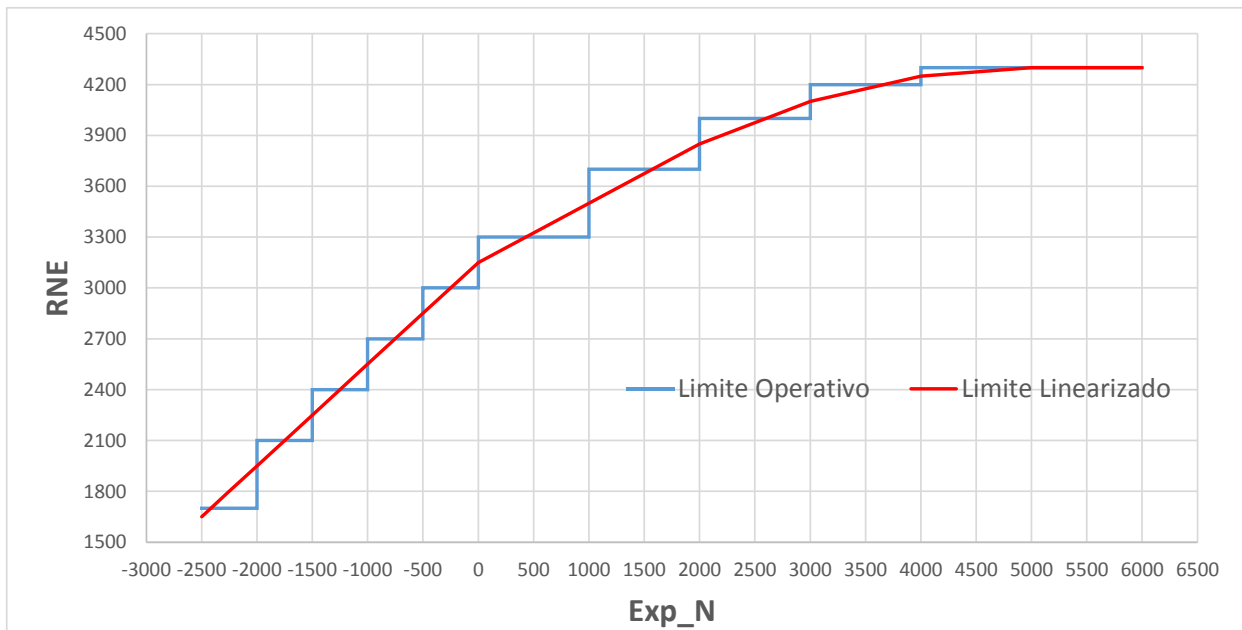
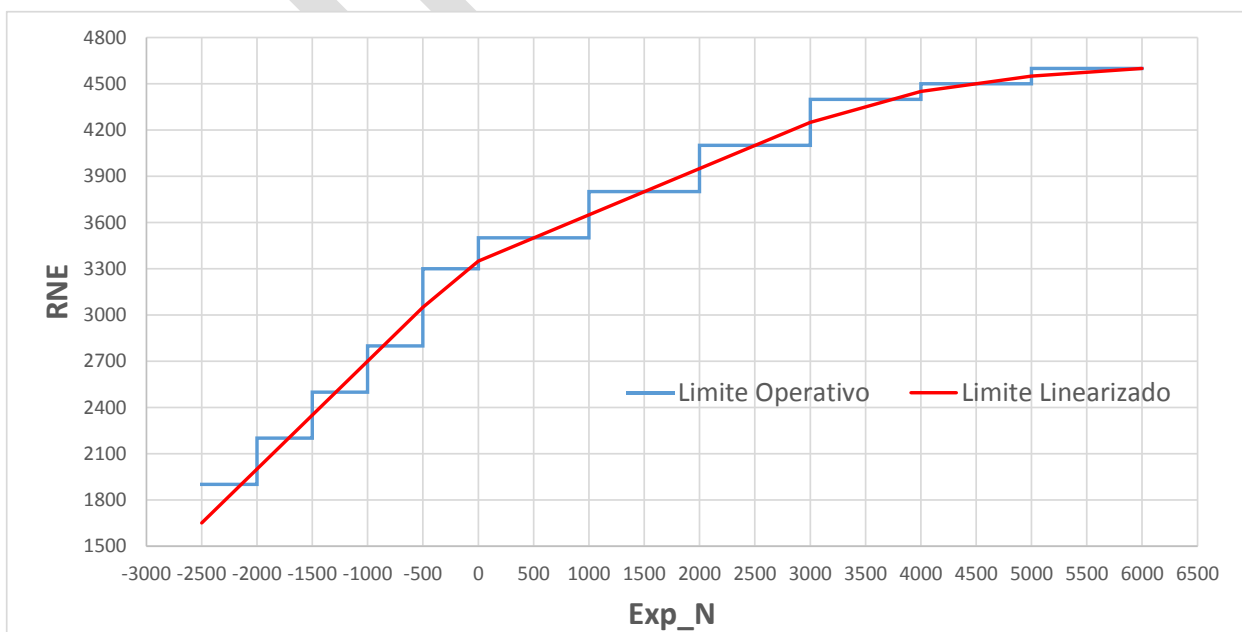


Figura 3-3: Limite RNE em função da Exportação Norte para Carga NE > 13.000 MW



Devido à grande influência da geração eólica e solar da Bahia nos limites de RNE, foram definidos três grupos contendo conjuntos de eólicas e solares na Bahia. Os grupos definidos são:

- Grupo 1: Conjuntos conectados nas subestações Bom Jesus da Lapa e Tabocas do Brejo – Valor Referência: 238 MW;
- Grupo 2: Conjuntos conectados nas subestações Campo Largo, Umburanas, Campo Formoso, Morro do Chapéu II, Irecê, Gentio do Ouro I, Brotas de Macaúbas e Brumado II – Valor Referência: 984 MW;
- Grupo 3: Conjuntos conectados nas subestações Igaporã II, Igaporã III e Pindaí II – Valor Referência: 1088 MW.

As funções que indicam a sensibilidade da geração dos grupos de eólicas e solares em relação ao limite de RNE são dadas pelas expressões:

$$F2(G1) = (238 - G1) * 1,0$$

$$F3(G2) = (984 - G2) * 0,8$$

$$F4(G3) = (1088 - G3) * 1,0$$

A tabela a seguir apresenta as inequações modeladas para o limite de FNS.

Tabela 3-1: Linearização do Limite para RNE para perdas simples

Carga NE (MW)	Limite RNE (MW)
Carga NE ≤ 10.500	$RNE \leq 0,7 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5163$
	$RNE \leq 0,2 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5263$
	$RNE \leq 0,1 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5563$
	$RNE \leq 0,05 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5763$
10.500 < Carga NE ≤ 13.000	$RNE \leq 0,6 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5263$
	$RNE \leq 0,35 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5263$
	$RNE \leq 0,25 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5463$
	$RNE \leq 0,15 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5763$
	$RNE \leq 0,05 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 6163$
Carga NE >13.000	$RNE \leq 0,7 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5513$
	$RNE \leq 0,3 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5463$
	$RNE \leq 0,2 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 5763$
	$RNE \leq 0,15 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 6163$
	$RNE \leq 0,05 * ExpN - G1 - 0,8 * G2 - G3 + 6413$

Adicionalmente, em função da perda dupla na interligação Norte/Nordeste, para garantir a efetividade do Esquema Regional de Alívio de Carga se faz necessário considerar a seguinte inequação para todos os períodos de carga:

Tabela 3-2: Limite para RNE para perdas duplas

Limite RNE (MW)
$RNE \leq 0,43 * CargaNE$

4 Exportação Nordeste

A exportação de energia pela Região Nordeste é limitada em função do desempenho dinâmico do SIN para a perda simples da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa - Rio das Éguas.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga da Região Nordeste.

A tabela a seguir apresenta o limite de Exportação Nordeste em função da carga da região.

Tabela 4-1: Limite de Exportação da Região Nordeste

Carga NE (MW)	Limite EXP_NE (MW)
Carga NE $\leq$ 10.500	4.400
Carga NE $>$ 10.500	4.500

5 Fluxo Norte Sudeste (FNS)

5.1 Limite FNS em função de perdas simples da Norte/Sudeste

O fluxo do FNS é limitado em função da perda simples no trecho da Norte/Sudeste entre Gurupi/Peixe 2 e Serra da Mesa/Serra da Mesa 2 e atuação do ECE que efetua corte de geração nas UHE Peixe Angical, Lajeado e Tucuruí.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Geração e Número de UG na UHE Peixe Angical;
- Geração e Número de UG na UHE Lajeado;
- Geração e Número de UG na UHE Tucuruí.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FNS

Tabela 5-1: Limite para FNS em função de perda simples na N/SE

Condição	Limite FNS (MW)
Ger. Tucuruí ≥ 1500 MW E Ger. Lajeado ≥ 400 MW E Ger. Peixe Angical ≥ 210 MW	$FNS \leq 4100$
Ger. Tucuruí ≥ 1500 MW E Ger. Lajeado ≥ 400 MW E Ger. Peixe Angical < 210 MW	$FNS \leq 3950$
Ger. Tucuruí ≥ 1500 MW E Ger. Lajeado < 400 MW E Ger. Peixe Angical ≥ 210 MW	$FNS \leq 3950$
Ger. Tucuruí < 1500 MW E Ger. Lajeado ≥ 400 MW E Ger. Peixe Angical ≥ 210 MW	$FNS \leq 3820$

Condição	Limite FNS (MW)
Ger. Tucuruí $\geq$ 1500 MW E Ger. Lajeado $<$ 400 MW E Ger. Peixe Angical $<$ 210 MW	$FNS \leq 3800$
Ger. Tucuruí $<$ 1500 MW E Ger. Lajeado $\geq$ 400 MW E Ger. Peixe Angical $<$ 210 MW	$FNS \leq 3670$
Ger. Tucuruí $<$ 1500 MW E Ger. Lajeado $<$ 400 MW E Ger. Peixe Angical $\geq$ 210 MW	$FNS \leq 3670$
Ger. Tucuruí $<$ 1500 MW E Ger. Lajeado $<$ 400 MW E Ger. Peixe Angical $<$ 210 MW	$FNS \leq 3520$

5.2 Limite FNS em função do Bipolo Xingu – Estreito

O limite do FNS também é limitado em função do fluxo no Bipolo Xingu – Estreito (FXGET).

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN
- Fluxo no Bipolo Xingu – Estreito (FXGET);
- Potência de corte UG em Belo Monte e Tucuruí pela Lógica 3.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Máximo corte de geração nas UHE Belo Monte e Tucuruí, considerando o cenário energético previsto para o horizonte deste relatório.

As figuras a seguir apresentam os limites linearizados para FNS em função de FXGET e da Carga do SIN.

Figura 5-1: Limite FNS em função de FXGET para Carga SIN ≤ 63.000 MW

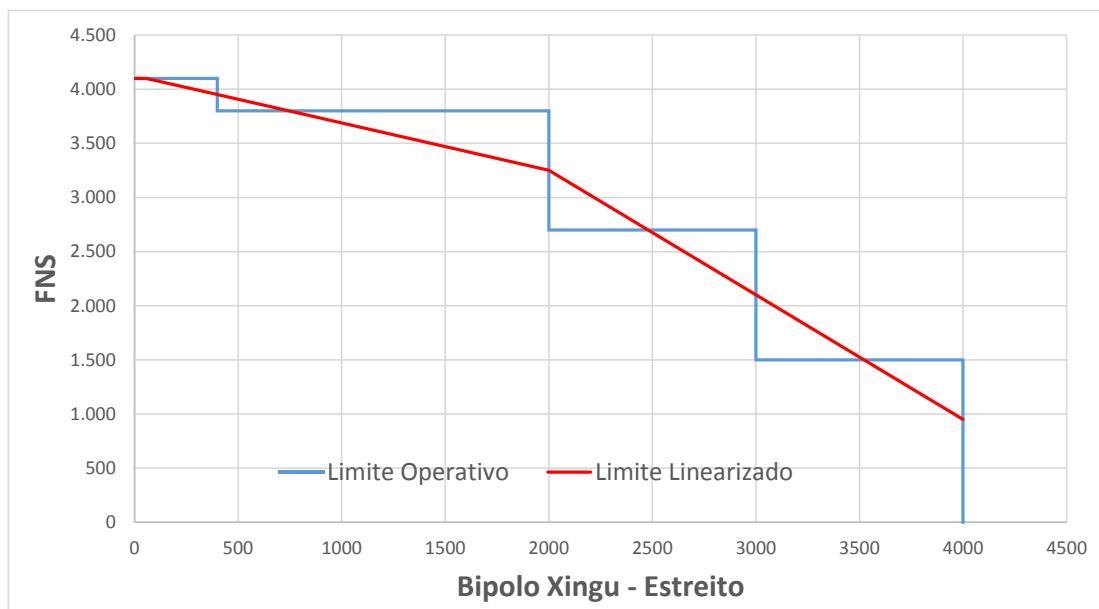


Figura 5-2: Limite FNS em função de FXGET para $63.000 < \text{Carga SIN} \leq 78.000$ MW

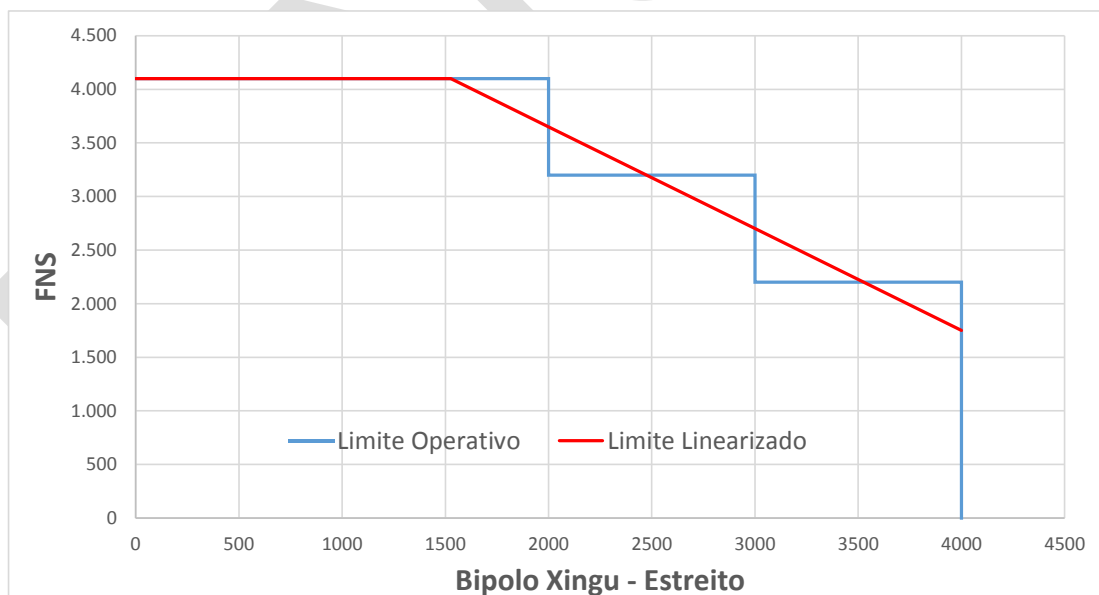
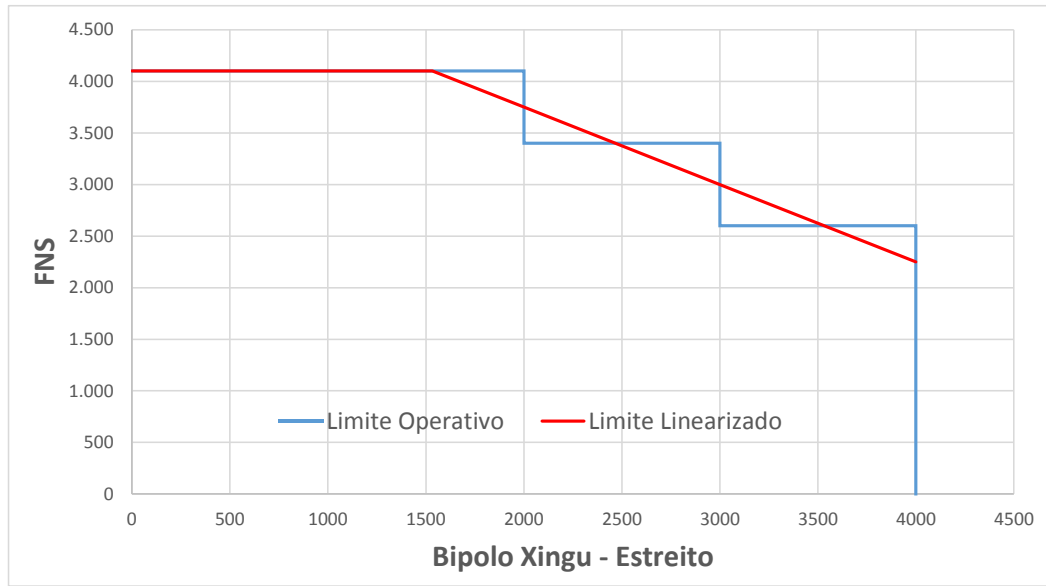


Figura 5-3: Limite FNS em função de FXGET para Carga SIN > 78.000 MW



A tabela a seguir apresenta as inequações modeladas para o limite de FNS.

Tabela 5-2: Linearização do Limite para FNS em função de FXGET

Carga SIN (MW)	Limite FNS (MW)
$CSIN \leq 63.000$	$FNS \leq -0,438 * FXGET + 4125$ $FNS \leq -1,15 * FXGET + 5550$
$63.000 < CSIN \leq 78.000$	$FNS \leq -0,95 * FXGET + 5550$
$CSIN > 78.000$	$FNS \leq -0,75 * FXGET + 5250$

5.3 Limite FNS em função do Fluxo Tucuruí - Xingu

O limite do FNS também é limitado em função do fluxo na LT 500 kV Tucuruí – Xingu (FTUXG).

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN
- Fluxo FTUXG;
- Potência de corte UG em Tucuruí pela Lógica 2.a.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Corte de 4 UG na UHE Tucuruí na faixa de 1080 a 1240 MW, considerando o cenário energético previsto para o horizonte deste relatório.

As figuras a seguir apresentam os limites linearizados para FNS em função de FTUXG e da Carga do SIN.

Figura 5-4: Limite FNS em função de FTUXG para Carga SIN ≤ 63.000 MW

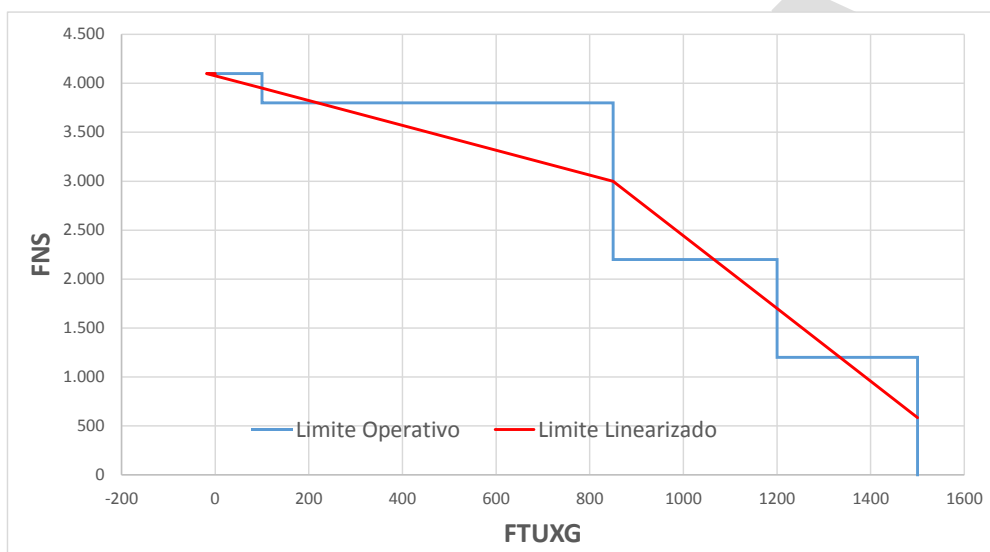


Figura 5-5: Limite FNS em função de FTUXG para $63.000 < \text{Carga SIN} \leq 78.000$ MW

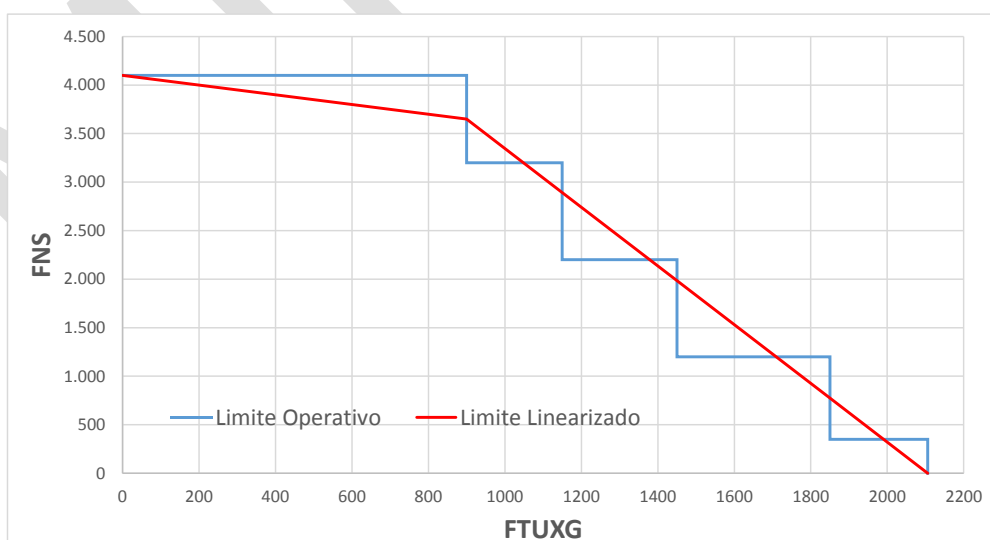
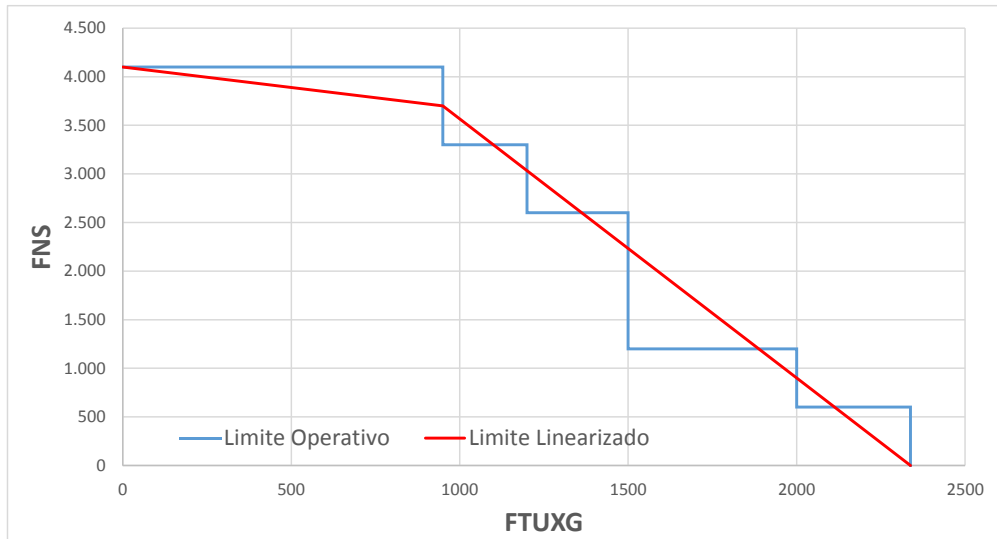


Figura 5-6: Limite FNS em função de FTUXG para Carga SIN > 78.000 MW



A tabela a seguir apresenta as inequações modeladas para o limite de FNS.

Tabela 5-3: Linearização do Limite para FNS em função de FTUXG

Carga SIN (MW)	Limite FNS (MW)
$CSIN \leq 63.000$	$FNS \leq -1,267 * FTUXG + 4076$ $FNS \leq -3,714 * FTUXG + 6157$
$63.000 < CSIN \leq 78.000$	$FNS \leq -0,5 * FTUXG + 4100$ $FNS \leq -3,026 * FTUXG + 6373$
$CSIN > 78.000$	$FNS \leq -0,421 * FTUXG + 4100$ $FNS \leq -2,667 * FTUXG + 6233$

5.4 Limite FNS em função do corte de geração em Itaipu 60Hz

O limite do FNS também é limitado em função do corte de unidades geradoras em Itaipu 60Hz por atuação de SEP (Lógicas 14 e 15) para perda dupla no sistema 765 kV.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN
- Potência de corte de unidades de Itaipu 60H pelas Lógicas 14 e/ou 15;
- Potência de corte de unidades de Tucuruí pela Lógica 19.

As Lógicas 14 e 15 do SEP do sistema 765 kV efetuam o corte de até quatro UG de Itaipu 60 Hz e depende dos seguintes fatores:

- Geração de Itaipu 60Hz (GIPU);
- Número de UG de Itaipu 60Hz em operação;
- Fluxo na LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã (FIV);
- Fluxo na LT 765 kV Ivaiporã –Itaberá (FSE).

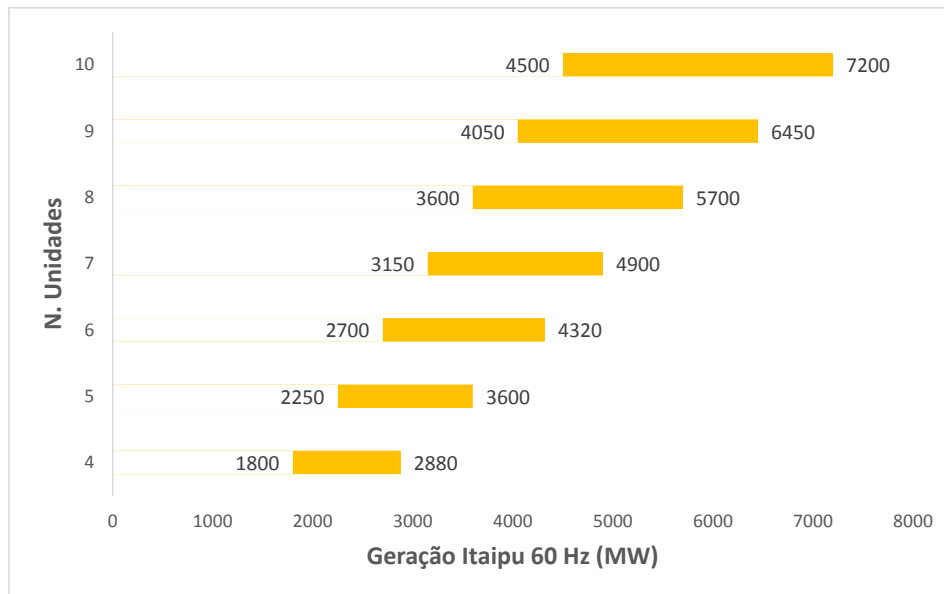
A tabela a seguir apresenta as referências de corte de unidades geradoras em Itaipu para a Lógica 14 (perda dupla no trecho Foz/Ivaiporã).

Tabela 5-4: Referências para atuação da Lógica 14 do sistema 765 kV

Nº UGs na UHE Itaipu	Seleciona 1 UG para o corte		Seleciona 2 UG para o corte		Seleciona 3 UG para o corte		Seleciona 4 UG para o corte	
	FIV	FSE	FIV	FSE	FIV	FSE	FIV	FSE
5	1500	3900						
6	1500	4100	1600	4700				
7	1500	4300	1600	4700	1700	4800		
8	4000	4300	4600	4800	4800	4900	5400	5100
9	4200	4400	4800	4800	5000	4900	5500	5500
10	4400	4500	4900	4900	5200	5000	5600	5800

Em relação a geração de Itaipu, deve-se destacar que as características da usina permitem a geração de um mesmo valor de potência com diferente número de unidades geradoras, conforme pode ser observado na figura a seguir.

Figura 5-7: Faixas operativas para Itaipu 60Hz (*)



(*) Considerando a potência mínima de 450 MW por UG

Dada a complexidade existente para determinação do montante de corte de geração em Itaipu 60Hz que por sua vez define o limite de FNS, faz-se necessário a adoção de algumas premissas simplificadoras.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Mínimo valor de corte de geração em Tucuruí;
- Itaipu com inércia mínima;
- Itaipu 60 Hz com no máximo 7 UG se geração menor que 4000 MW;
- Itaipu 60 Hz com no máximo 8 UG se geração menor que 5200 MW;
- Corte de 1 ou 2 UG em Itaipu 60Hz não limita o FNS
- Independente de FIV e FSE, corte de 3 UG se Itaipu com 7 UG
- Independente de FIV e FSE, corte de 4 UG se Itaipu com 8 ou mais UG

As premissas consideradas são conservadoras pois, para cenário de recebimento pela Região Sul, as referências para corte de 3 ou 4 UG podem não estar ativas.

As figuras a seguir apresentam o limite para FNS em que as curvas em vermelho representam as linearizações adotadas considerando os limites operativos representados pelas curvas em azul. Ressalta-se que os limites em azul não

estão diretamente normalizados pois foram determinados a partir das premissas supracitadas.

Figura 5-8: Limite FNS para Carga SIN ≤ 53.000 MW

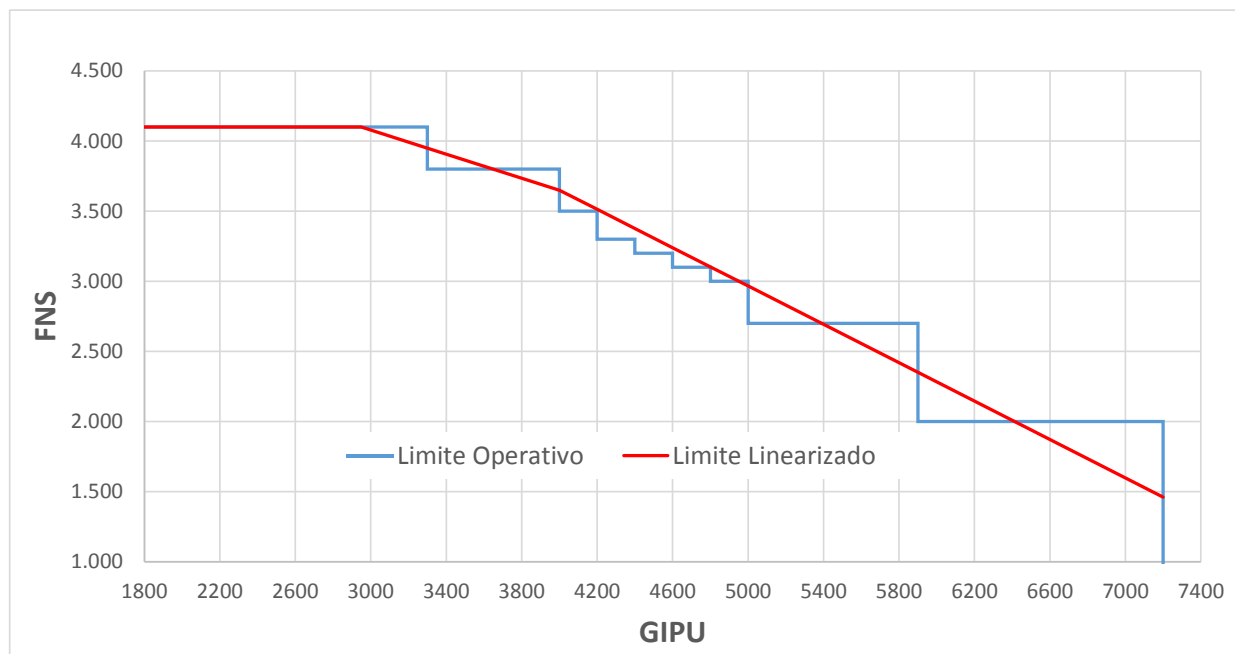


Figura 5-9: Limite FNS para $53.0000 < \text{Carga SIN} \leq 63.000$ MW

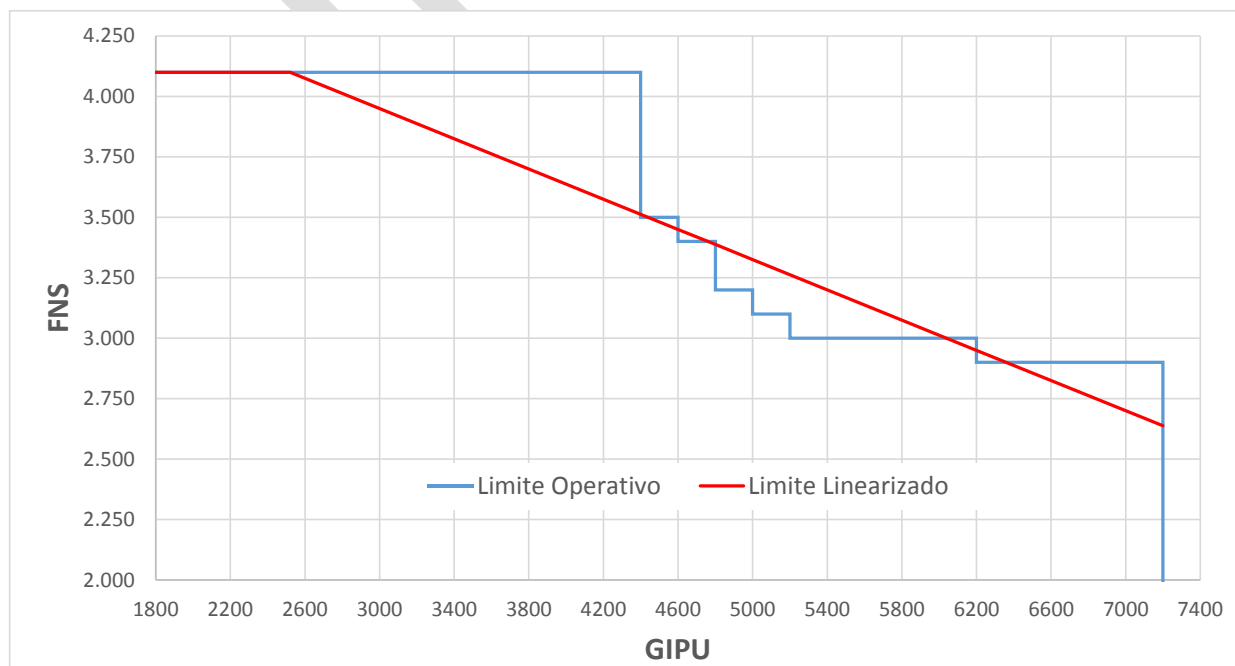


Figura 5-10: Limite FNS para $63.0000 < \text{Carga SIN} \leq 78.000 \text{ MW}$

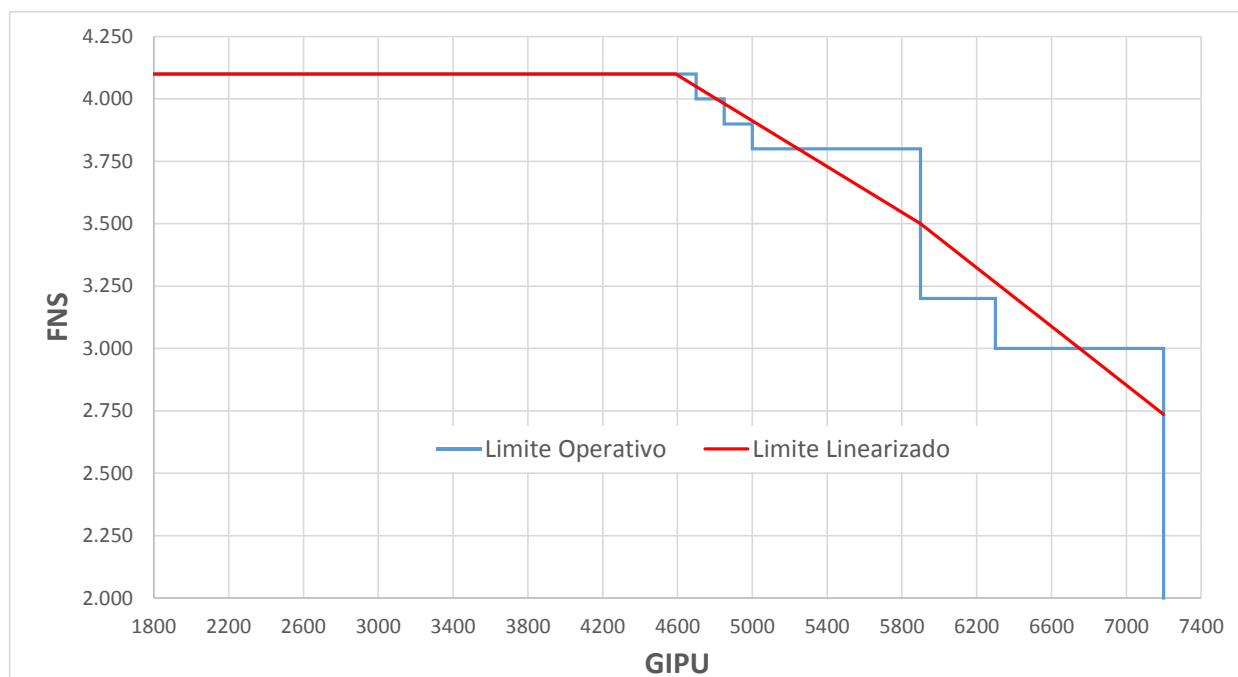
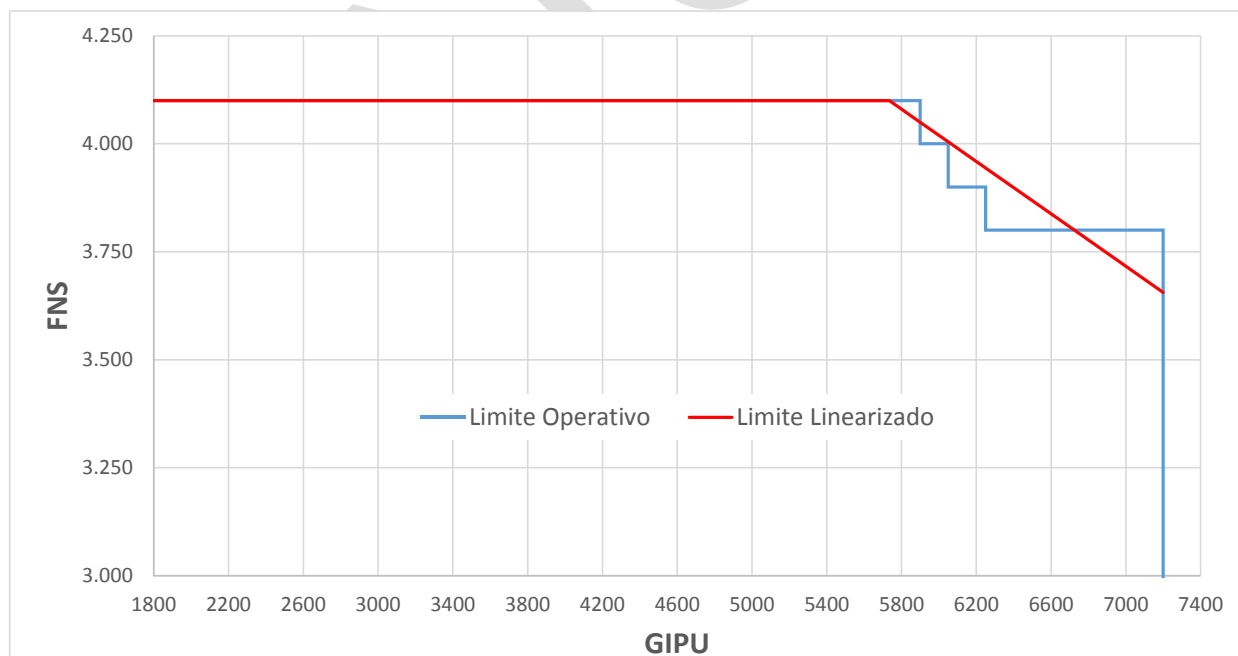


Figura 5-11: Limite FNS para $\text{Carga SIN} > 78.000 \text{ MW}$



A tabela a seguir apresenta as inequações modeladas para o limite de FNS.

Tabela 5-5: Linearização do Limite para FNS em função da geração de Itaipu 60Hz

Carga SIN (MW)	Limite FNS (MW)
$CSIN \leq 53.000$	$FNS \leq -0,43 * GIPU + 5365$ $FNS \leq -0,68 * GIPU + 6387$
$53.000 < CSIN \leq 63.000$	$FNS \leq -0,31 * GIPU + 4887$
$63.000 < CSIN \leq 78.000$	$FNS \leq -0,46 * GIPU + 6204$ $FNS \leq -0,59 * GIPU + 6971$
$CSIN > 78.000$	$FNS \leq -0,3 * GIPU + 5838$

6 Fluxo Miracema Gurupi (FMCGU)

O fluxo FMCGU é limitado em função da perda simples no trecho da Norte/Sudeste entre Miracema e Gurupi e atuação do ECE que efetua corte de geração nas UHE Lajeado e Tucuruí.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Geração e Número de UG na UHE Lajeado;
- Geração e Número de UG na UHE Tucuruí.

Assim, a tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FMCGU:

Tabela 6-1: Limite para FMCGU em função de perda simples na N/SE

Condição	Limite FMCGU (MW)
Ger. Tucuruí ≥ 1500 MW E Ger. Lajeado ≥ 400 MW	$FMCGU \leq 3960$
Ger. Tucuruí ≥ 1500 MW E Ger. Lajeado < 400 MW	$FMCGU \leq 3790$
Ger. Tucuruí < 1500 MW E Ger. Lajeado ≥ 400 MW	$FMCGU \leq 3650$
Ger. Tucuruí < 1500 MW E Ger. Lajeado < 400 MW	$FMCGU \leq 3480$

7 Fluxo Colinas Miracema (FCOMC)

O fluxo FCOMC é limitado em função da perda simples no trecho da Norte/Sudeste entre Colinas e Miracema e atuação do ECE que efetua corte de geração na UHE Tucuruí.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Geração e Número de UG na UHE Tucuruí.

Assim, a tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FCOMC:

Tabela 7-1: Limite para FCOMC em função de perda simples na N/SE

Condição	Limite FCOMC (MW)
Ger. Tucuruí $\geq$ 1500 MW	$FCOMC \leq 4000$
Ger. Tucuruí $<$ 1500 MW	$FCOMC \leq 3700$

8 Fluxo Estreito Xingu (FETXG)

O fluxo FETXG (Bipolo Xingu – Estreito, no sentido Sudeste para o Norte) é limitado em função da perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu e é definido pelo desempenho dinâmico do sistema Amazonas e Amapá para esta contingência.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do sistema Amazonas e Amapá;
- Fluxo na LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2 (FXGJP);
- Número de UG sincronizadas na UHE Belo Monte.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Operação com no mínimo 2 UG como compensador síncrono;
- Máximo limite para FXGJP.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FTUXG.

Tabela 8-1: Limite para FETXG

Limite FETXG (MW)
$FETXG \leq 1000$

9 Fluxos Miracema/Colinas e Recebimento Nordeste (FMCCO+RNE)

O fluxo (FMCCO+RNE) é limitado em função da perda do Bipolo Xingu – Estreito, no sentido Sudeste para o Norte.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga Nordeste;
- Exportação/Recebimento para a Região Norte;
- Fluxo FETXG.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Fluxo FETXG conforme definido no item 8.

A tabela a seguir apresenta os valores limites para (FMCCO+RNE).

Tabela 9-1: Limite de Exportação da Região Nordeste

Carga NE (MW)	Limite FMCCO+RNE (MW)
Carga NE $\leq$ 10.500	7.000
Carga NE $>$ 10.500	8.000

10 Fluxo Tucuruí Xingu (FTUXG)

O fluxo FTUXG é limitado em função da perda dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu e é definido pelo desempenho dinâmico do sistema Amazonas e Amapá para esta contingência.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN;
- Geração da UHE Belo Monte.

As figuras a seguir apresentam o limite para FTUXG em que as curvas em vermelho representam as linearizações adotadas considerando os limites operativos representados pelas curvas em azul.

Figura 10-1: Limite para FTUXG para Carga SIN ≤ 63.000 MW

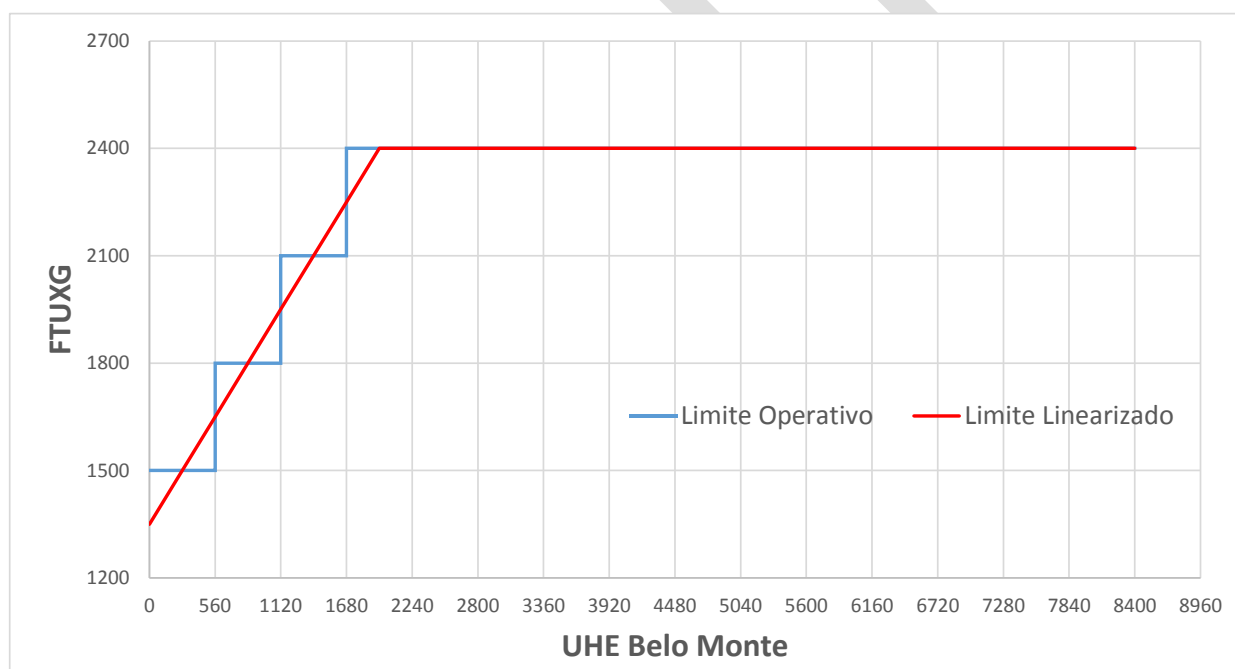
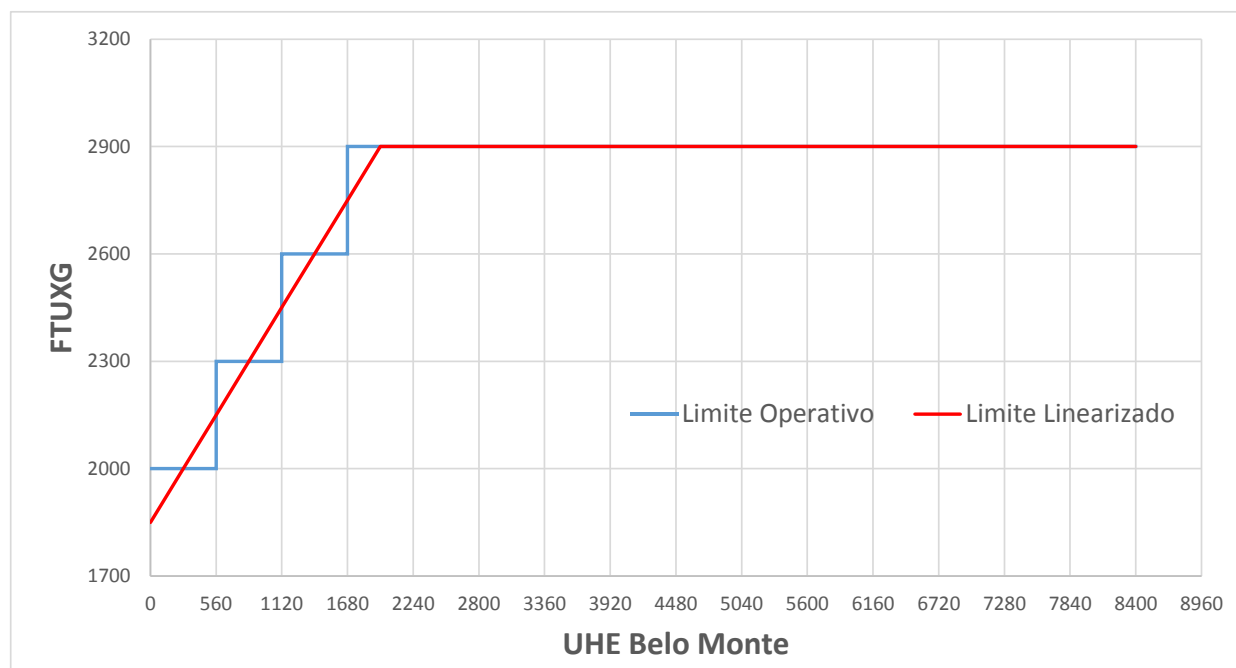


Figura 10-2: Limite para FTUXG para Carga SIN > 63.000 MW



A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FTUXG.

Tabela 10-1: Limite para FTUXG

Carga SIN (MW)	Limite FTUXG (MW)
CSIN ≤ 63.000	$FTUXG \leq 2400$ $FTUXG \leq 0,536 * B_{Monte} + 1350$
CSIN > 63.000	$FTUXG \leq 2900$ $FTUXG \leq 0,536 * B_{Monte} + 1850$

11 Recebimento Sudeste (RSE)

O limite de Recebimento de energia pela Região Sudeste é definido pelo desempenho dinâmico do SIN quando de ocorrência da perda dupla da LT 500 kV Ibiúna –Bateias (mesma torre).

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN
- Geração de Itaipu 60Hz
- Soma fluxos do Elo CC Furnas e do Elo CC Madeira

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Considerar faixas de geração de Itaipu 60 Hz conforme tabela a seguir.

Tabela 11-1: Faixas de GIPU consideradas

Carga SIN (MW)	GIPU (MW)
$CSIN \leq 53.000$	$5.000 < GIPU \leq 6.000$
$53.000 < CSIN \leq 63.000$	$3.000 < GIPU \leq 6.000$
$63.000 < CSIN \leq 78.000$	
$CSIN > 78.000$	

As figuras a seguir apresentam a linearização dos limites para os patamares de carga do SIN.

Figura 11-1: Limite RSE para Carga SIN ≤ 53000 MW

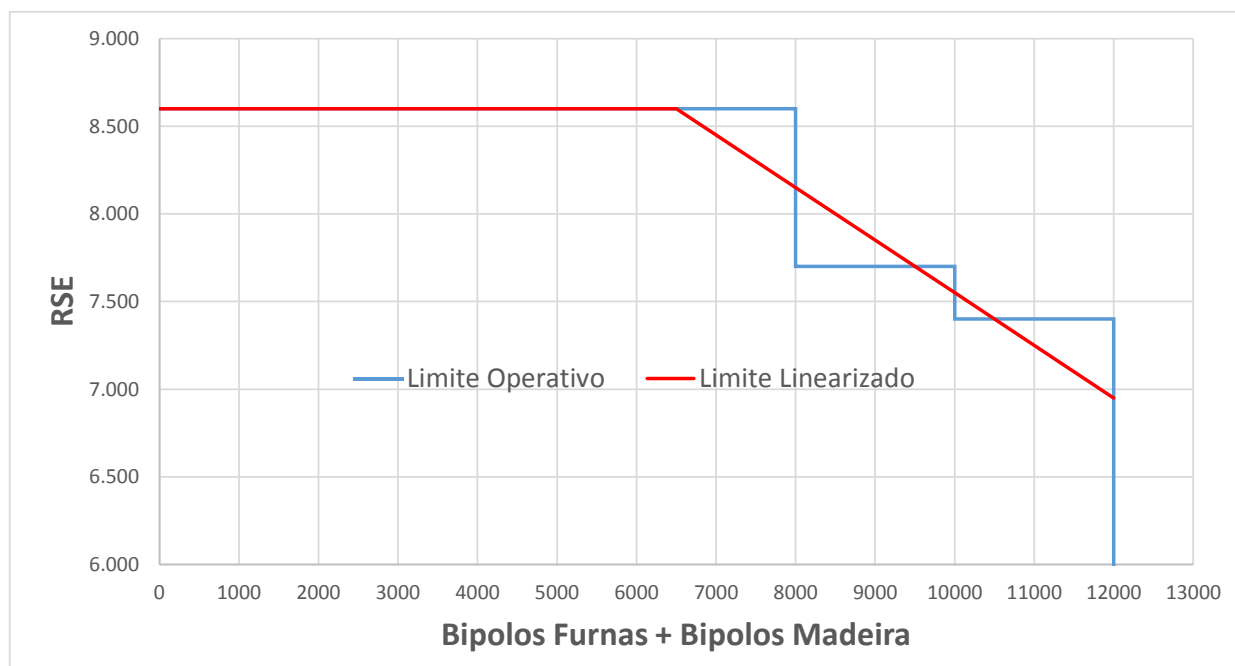


Figura 11-2: Limite RSE para $56.000 < \text{Carga SIN} \leq 63000$ MW

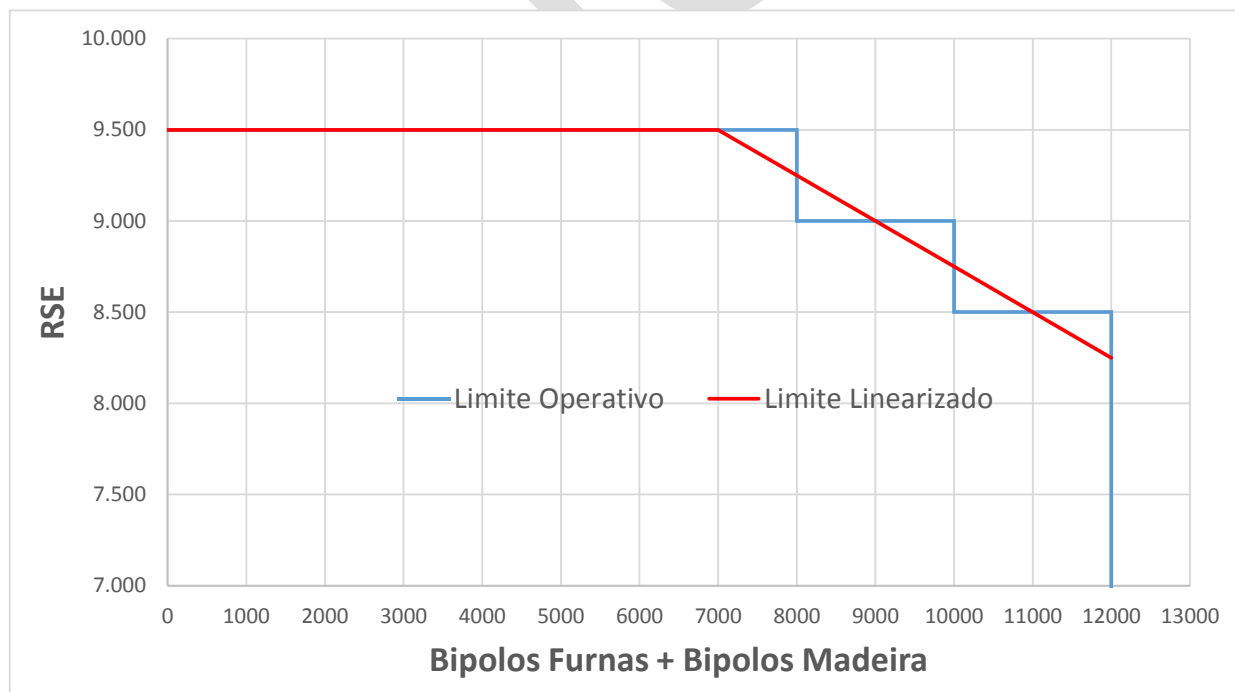


Figura 11-3: Limite RSE para 63.000 < Carga SIN ≤ 78000 MW

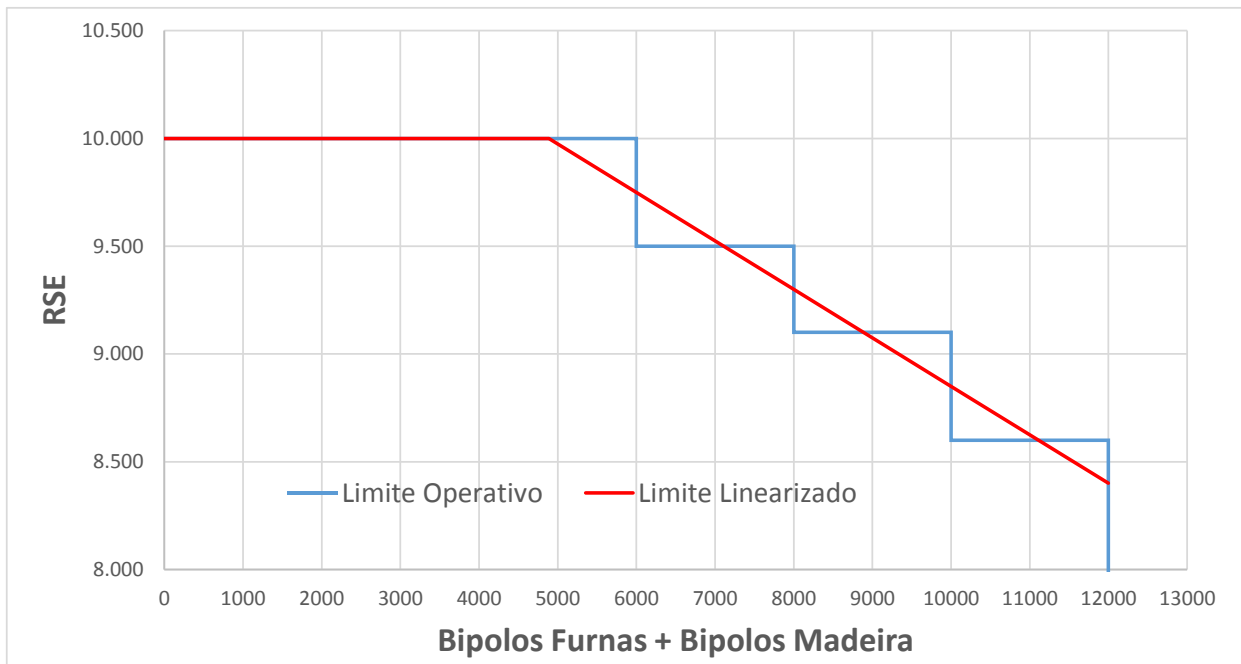
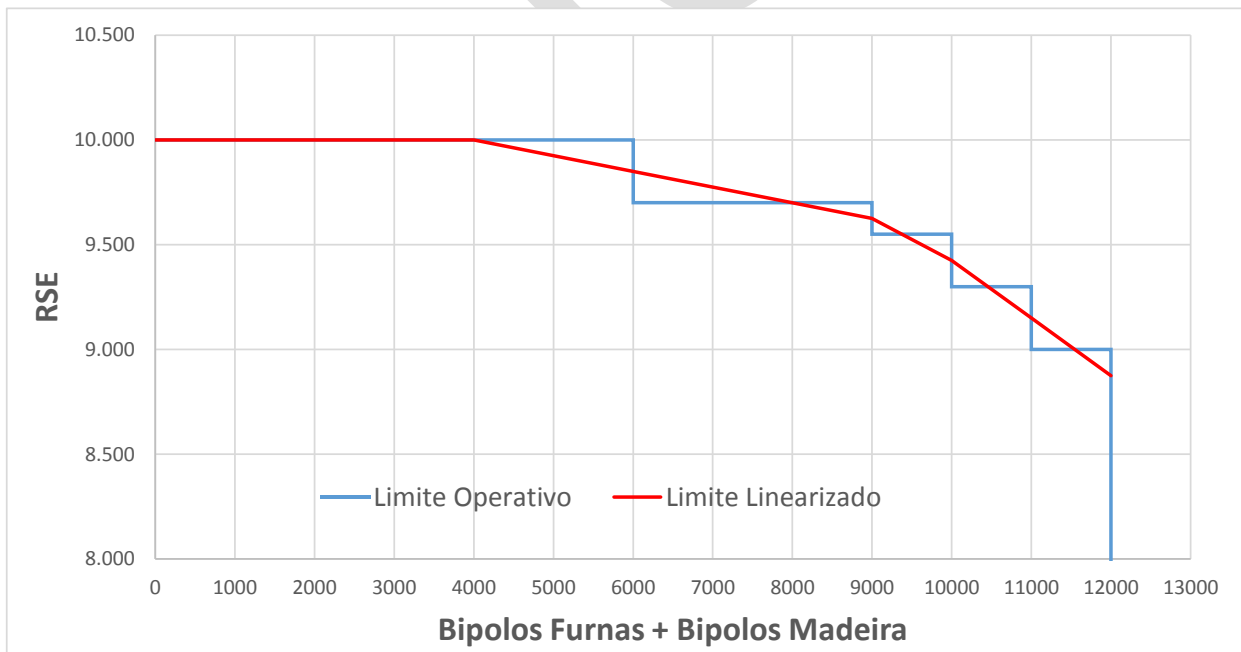


Figura 11-4: Limite RSE para Carga SIN > 78.000 MW



A Tabela 11-2 apresenta as inequações dos limites de RSE linearizados em função da Carga do SIN e da soma dos Bipolos de Furnas e Madeira.

Tabela 11-2: Linearização do Limite RSE em função da soma de bipolos

Carga SIN (MW)	Limite FNS (MW)
$CSIN \leq 53.000$	$RSE \leq 8600$ $RSE \leq -0,3 * BIPS + 10550$
$53.000 < CSIN \leq 63.000$	$RSE \leq 9500$ $RSE \leq -0,25 * BIPS + 11250$
$63.000 < CSIN \leq 78.000$	$RSE \leq 10000$ $RSE \leq -0,225 * BIPS + 11100$
$CSIN > 78.000$	$RSE \leq 10000$ $RSE \leq -0,075 * BIPS + 10300$ $RSE \leq -0,2 * BIPS + 11425$ $RSE \leq -0,275 * BIPS + 12175$

12 Fluxo Bateias – Ibiúna (Fbain)

O limite na LT 525 kV Bateias – Ibiúna C1 e C2, que faz parte da interligação entre os submercado Sul e Sudeste/Centro-Oeste, define o limite de exportação da Região Sul quando o sentido do fluxo é de Bateias para Ibiúna. O limite Fbain é definido pelo desempenho dinâmico do SIN para a perda dupla (mesmas torres) dessa LT.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN
- Geração na UHE Itaipu 60 Hz;
- Número de UG na UHE Itaipu;
- Potência no Elo CC Foz do Iguaçu – Ibiúna.

Diferentemente dos limites de outros limites, os limites de Fbain não foram determinados por meio de ábacos ou tabelas, mas pela definição de um valor base de limite em função da carga do SIN, acrescido ou decrescido de valores definidos de acordo com os demais fatores de influência. O limite de Fbain pode ser determinado pela expressão:

$$F_{bain} = F1(Carga\ SIN) + F2(Elo\ CC) + F3(GIPU)$$

A Figura 12-1 apresenta o limite de Fbain em função da Carga do SIN, sendo linear para os três patamares de carga especificados.

A Figura 12-2 apresenta o limite de Fbain em função do Elo CC Foz do Iguaçu – Ibiúna (Elo CC Furnas) para Carga do SIN menor ou igual a 58.000 MW.

O gráfico da Figura 12-2 é dado por:

$$F1 + F2 = 1750 + \begin{cases} 100, se\ EloCC < 3000\ MW \\ (4000 - EloCC) * 10\%, se\ 3000 \leq EloCC < 4000\ MW \\ (4000 - EloCC) * 15\%, se\ EloCC \geq 4000\ MW \end{cases}$$

A Figura 12-3 apresenta o limite de Fbain em função da geração de Itaipu 60 Hz (GIPU) e do número de unidades geradoras nesta usina.

O gráfico da Figura 12-3 é dado pela expressão a seguir:

$$F1 + F3 = 1750 + \begin{cases} 0, se\ GIPU \leq 3000\ MW \\ (3000 - GIPU) * 10\%, se\ 3000\ MW < GIPU \leq 5000\ MW \\ (5000 - GIPU) * 5\%, se\ GIPU > 5000\ MW \end{cases}$$

Figura 12-1: Limite Fbain em função da Carga do SIN

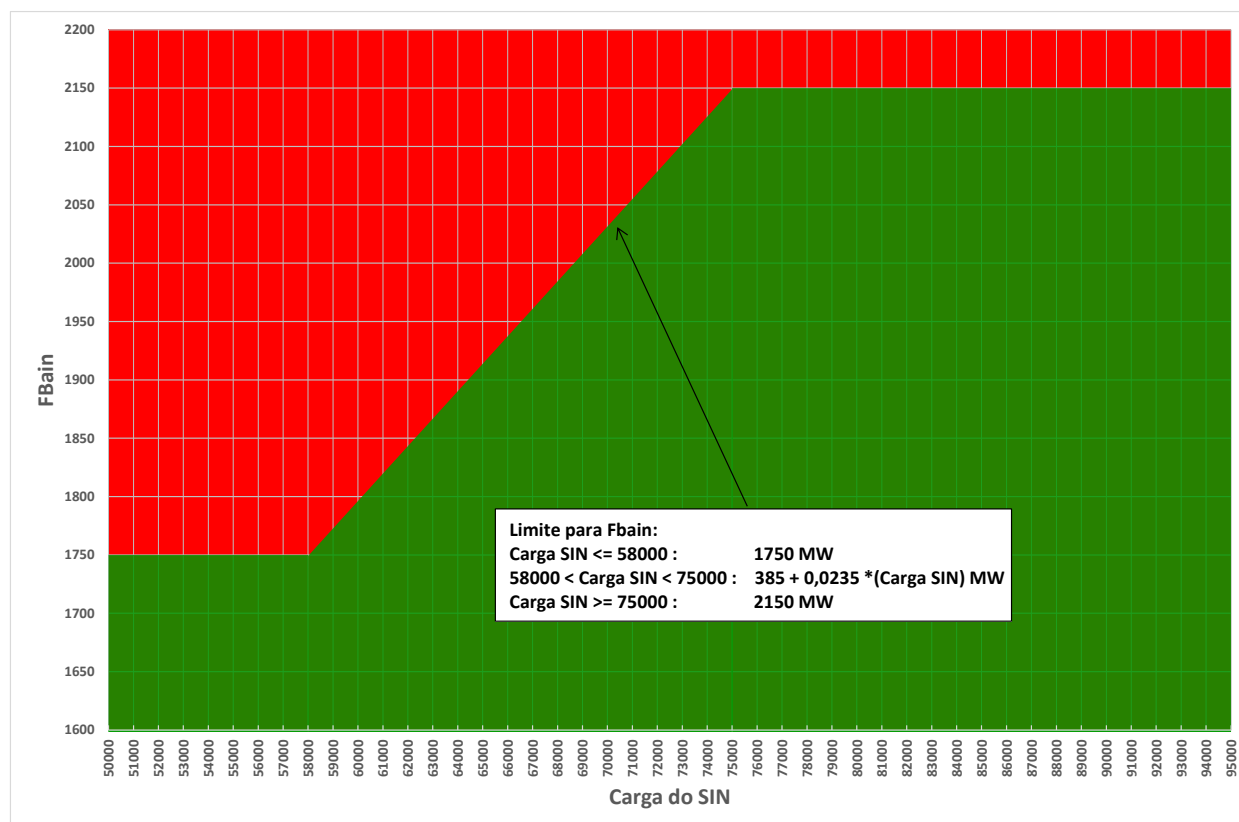


Figura 12-2: Limite Fbain em função do Elo CC Furnas para Carga SIN ≤ 58.000 MW

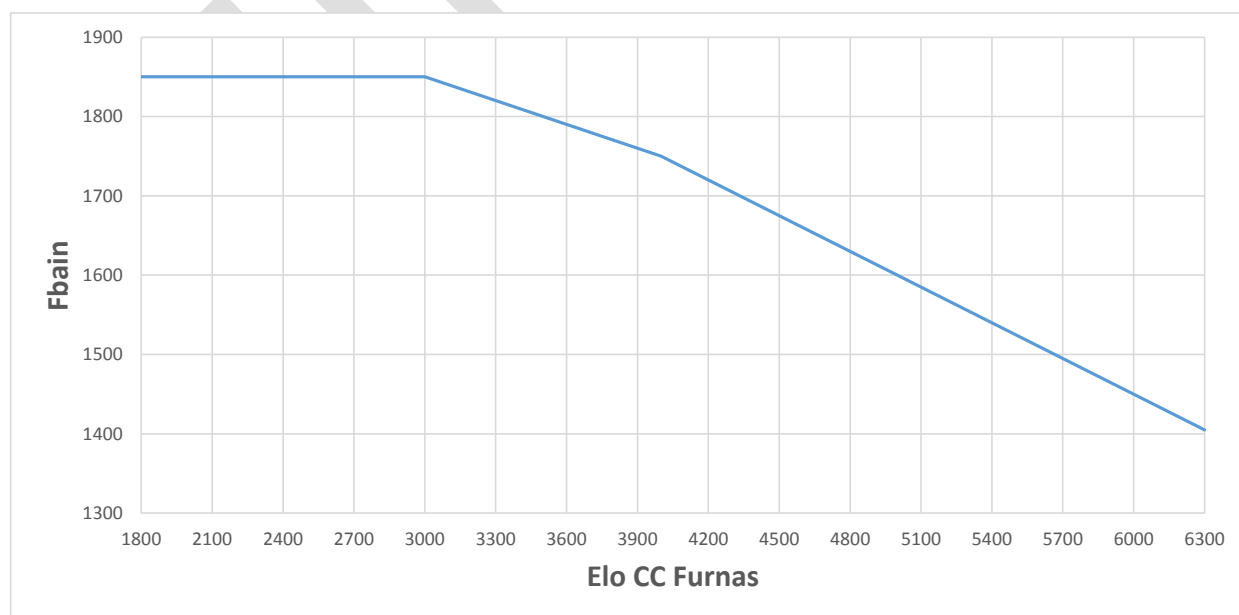
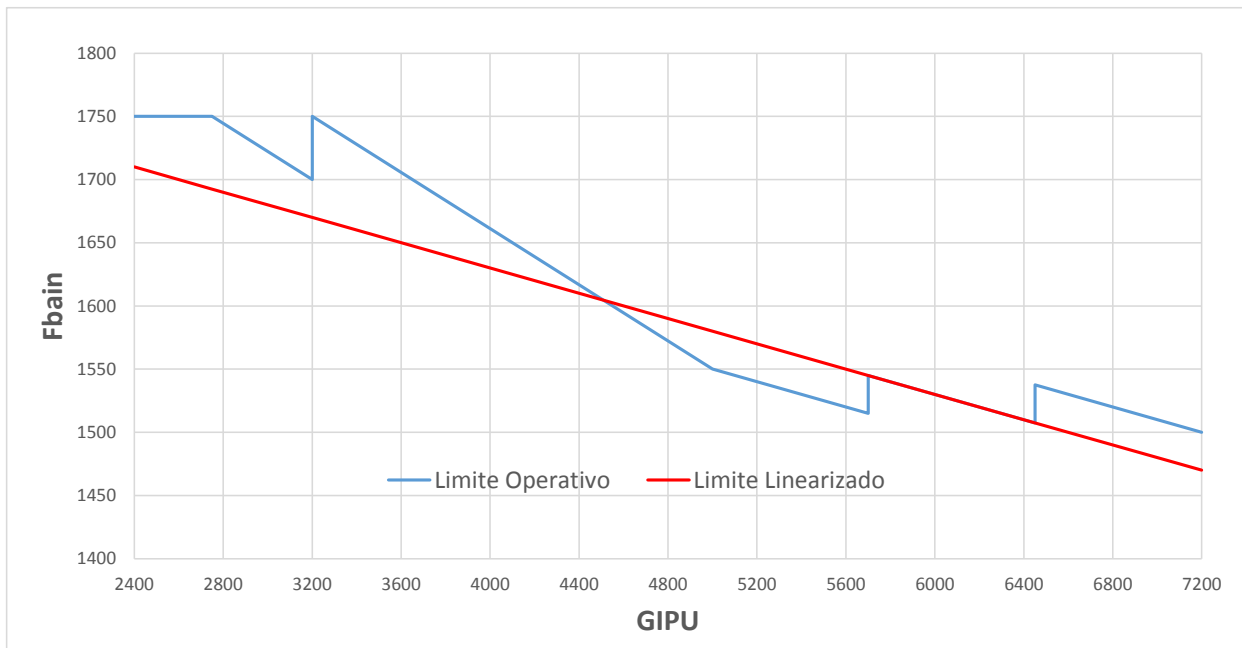


Figura 12-3: Limite Fbain em função de GIPU para Carga do SIN ≤ 58.000 MW



A linearização do limite operativo de Fbain em função de GIPU é dado pela expressão:

$$F1 + F3 = 1750 - 0,05 * GIPU + 80.$$

Tabela 12-1: Variação do limite de Fbain em função do número de UG em Itaipu 60Hz

GIPU	Número de máquinas Itaipu 60 Hz	Alteração Limite FBAIN
≤ 4.000 MW	6	-50 MW
	7	Inalterado
	8	+30 MW
	9	+60 MW
> 4.000 MW	6	-100 MW
	7	-50 MW
	8	Inalterado
	9	+30 MW
	10	+60 MW

A tabela a seguir apresenta as expressões lineares para representação dos limites de Fbain.

Tabela 12-2: Inequações para o Limite Fbain

Carga SIN (MW)	Limite Fbain (MW)
CSIN ≤ 58.000	$Fbain \leq -0,5 * GIPU + 1930$ $Fbain \leq -0,1 * EloCC - 0,5 * GIPU + 2230$ $Fbain \leq -0,15 * EloCC - 0,5 * GIPU + 2430$
58.000 < CSIN ≤ 75.000	$Fbain \leq +0,0235 * CSIN - 0,5 * GIPU + 465$ $Fbain \leq +0,0235 * CSIN - 0,1 * EloCC - 0,5 * GIPU + 865$ $Fbain \leq +0,0235 * CSIN - 0,15 * EloCC - 0,5 * GIPU + 1065$
CSIN > 75.000	$Fbain \leq -0,5 * GIPU + 2330$ $Fbain \leq -0,1 * EloCC - 0,5 * GIPU + 2630$ $Fbain \leq -0,15 * EloCC - 0,5 * GIPU + 2830$

13 Fluxo Ibiúna – Bateias (Finba)

O limite na LT 525 kV Bateias – Ibiúna C1 e C2, que faz parte da interligação entre os submercado Sul e Sudeste/Centro-Oeste, define o limite de importação da Região Sul quando o sentido do fluxo é de Ibiúna para Bateias. O limite Finba é definido pelo desempenho dinâmico do SIN para a perda dupla (mesmas torres) dessa LT.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga da Região Sul
- Geração na UHE Itaipu 60 Hz;
- Fluxo para Rio Grande do Sul (FSCRS);
- Número de UG sincronizadas na Região Sul.

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Considerar atendidas as referências para o número de UG sincronizadas na região Sul;

O limite de Finba pode ser determinado pela expressão:

$$Finba = F1(Carga\ Sul) + F2(GIPU) + F3(FSCRS)$$

A tabela a seguir apresenta o limite Finba em função da carga da Região Sul e apresenta também as referências de FSCRS para a função F3.

Tabela 13-1: Limite Finba em função da Carga da Região Sul

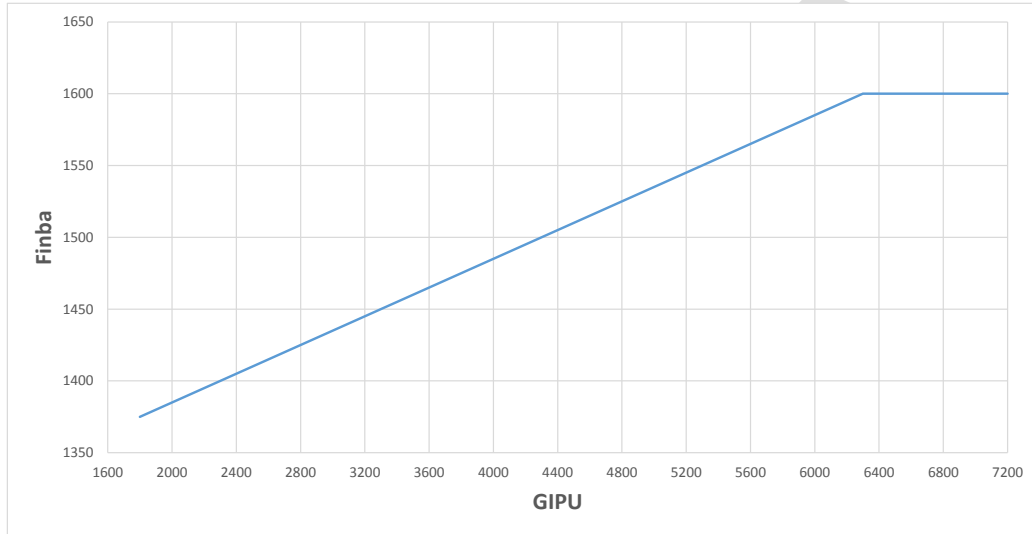
Carga da Região Sul (MW)	Limite Finba (MW)	Referência FSCRS (MW)
CSul >17500	1.950	1.850
16500 < CSul ≤ 17500	1.950	2.150
15500 < CSul ≤ 16500	1.900	2.250
14500 < CSul ≤ 15500	1.750	
13500 < CSul ≤ 14500	1.700	
CSul ≤13500	1.600	

A Figura 13-1 apresenta o limite de Finba em função da geração de Itaipu 60 Hz (GIPU) para a carga da Região Sul menor ou igual a 13.500 MW.

O gráfico da Figura 13-1 é dado pela expressão a seguir:

$$Finba = 1600 + \begin{cases} 0, & \text{se } GIPU > 6300 \text{ MW} \\ (GIPU - 6300) * 5\%, & \text{se } GIPU \leq 6300 \text{ MW} \end{cases}$$

Figura 13-1:



Para carga da Região Sul inferior a 14.000 MW, a variação do limite Finba em função de FSCRS é dada pela expressão a seguir:

$$Finba = \begin{cases} 0, & \text{se } FSCRS < REF \\ (REF - FSCRS) * 30\%, & \text{se } FSCRS \geq REF \end{cases}$$

Para carga da Região Sul superior a 14.000 MW, a variação do limite Finba em função de FSCRS é dada pela expressão a seguir:

$$Finba = \begin{cases} 0, & \text{se } FSCRS < REF \\ (REF - FSCRS) * 60\%, & \text{se } FSCRS \geq REF \end{cases}$$

A tabela a seguir apresenta as inequações para os limites de Finba.

Tabela 13-2: Inequações para o Limite Finba

Carga Região Sul (MW)	Limite Finba *MW)
CSul $\leq$ 13.500	$Finba \leq 1600$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1285$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,3 * FSCRS + 1960$
13.500 < CSul $\leq$ 14.000	$Finba \leq 1700$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1385$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,3 * FSCRS + 2060$
14.000 < CSul $\leq$ 14.500	$Finba \leq 1700$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1385$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,6 * FSCRS + 2735$
14.500 < CSul $\leq$ 15.500	$Finba \leq 1750$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1435$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,6 * FSCRS + 2785$
15.500 < CSul $\leq$ 16.500	$Finba \leq 1900$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1585$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,6 * FSCRS + 2935$
16.500 < CSul $\leq$ 17.500	$Finba \leq 1950$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1635$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,6 * FSCRS + 2925$
CSul > 17.500	$Finba \leq 1950$ $Finba \leq 0,05 * GIPU + 1635$ $Finba \leq 0,05 * GIPU - 0,6 * FSCRS + 2745$

14 Fluxo Ilha Solteira Água Vermelha

O Fluxo na LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha é limitado em função da perda dupla da LT 440 kV Ilha Solteira – Mirassol C1 e C2.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Geração para corte da UHE Ilha Solteira selecionada pelo Sistema Especial de Proteção SEP.

O Limite é dado pela expressão:

$$F(ILS - AGV) + 0,9 F(ILS - MIR C1 + C2) - GCorte(ILS) \leq 2930MW$$

PREMISSAS SIMPLIFICADORAS:

- Considerar corte de 4 UG com 160 MW cada na UHE Ilha Solteira.

A tabela a seguir apresenta a inequações para o limite de F(ILS-AGV).

Tabela 14-1: Inequações para o Limite F(ILS-AGV)

Limite F(ILS-AGV) (MW)
$F(ILS - AGV) + 0,9 F(ILS - MIR C1 + C2) \leq 2290MW$

15 Fluxo Sudeste/Centro-Oeste (FSECO)

O Fluxo FSECO é definido pelo somatório dos fluxos das LT:

- LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas;
- LT 500 kV Luziânia – Rio das Éguas.
- (-) LT 500 kV Gurupi / Serra da Mesa C1 e C2
- (-) LT 500 kV Peixe 2 / Serra da Mesa 2;
- (-) Geração das UHE Serra da Mesa, Cana Brava e São Salvador.

O limite de FSECO é definido pelo desempenho do SIN para a ocorrência das seguintes perdas:

- Perda simples da LT 500 kV Samambaia – Itumbiara; ou
- Perda simples da LT 500 kV Emborcação – Paracatu 4.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN;
- Número de UG em Serra da Mesa como gerador ou compensador síncrono.

A tabela a seguir apresenta as inequações para os limites de FSECO.

Tabela 15-1: Inequações para o Limite FSECO (*)

Limite FSECO (MW)		
Carga SIN (MW)	Geração UHE Serra da Mesa (MW)	
	≥ 260	< 260
CSIN ≥ 60.000	3.800	3.700
CSIN < 60.000	4.100	4.000

(*)•Considera todas as três UG de Serra da Mesa disponíveis.

16 Recebimento Sudeste/Centro-Oeste (RSECO)

O Fluxo RSECO é definido pelo somatório dos fluxos das LT:

- (-) LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas;
- (-) LT 500 kV Luziânia – Rio das Éguas.
- LT 500 kV Gurupi / Serra da Mesa C1 e C2
- LT 500 kV Peixe 2 / Serra da Mesa 2;
- Geração das UHE Serra da Mesa, Cana Brava e São Salvador.

O limite de RSECO é definido pelo desempenho do SIN para a ocorrência das seguintes perdas:

- Perda simples da LT 500 kV Luziânia – Paracatu 4.

FATORES DE INFLUÊNCIA:

- Carga do SIN;
- Número de UG em Serra da Mesa como gerador ou compensador síncrono.

A tabela a seguir apresenta as inequações para os limites de RSECO.

Tabela 16-1: Inequações para o Limite RSECO (*)

Limite RSECO (MW)		
Carga SIN (MW)	Geração UHE Serra da Mesa *MW)	
	≥ 260	< 260
$CSIN \geq 75.000$	7.000	6.700
$65.000 \leq CSIN < 75.000$	6.900	6.600
$55.000 \leq CSIN < 65.000$	6.700	6.400
$CSIN < 55.000$	6.500	6.300

(*)•Considera todas as três UG de Serra da Mesa disponíveis.

17 Fluxo Xingu Jurupari (FXGJP)

O Fluxo FXGJP é definido pelo fluxo da LT 500 kV Xingu – Jurupari e é determinado para garantir a efetividade da atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) em caso de contingência dupla da referida LT.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Carga Sistemas Amazonas e Amapá.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FXGJP.

Tabela 17-1: Inequação para o Limite FXGJP

Limite FXGJP (MW)
$FXGJP \leq \left(\frac{9}{11}\right) * Ger. Sistemas Amazonas e Amapá$
<u>Geração Sistema Amazonas:</u> • UHE Balbina • UTE Cristiano Rocha • UTE Mauá III • UTE Aparecida • UTE Ponta Negra • UTE Iranduba • UTE Flores • UTE Jaraqui • UTE Mauá Bloco III • UTE Manauara • UTE Tambaqui
<u>Geração Sistema Amapá:</u> • UHE S. Antônio do Jari • UHE Ferreira Gomes • UHE Cachoeira Caldeirão • UHE Coaracy Nunes • UTE Santana

18 Fluxo Manaus (FMANAUS)

O fluxo FManaus é definido pela soma dos fluxos de potência ativa na transformação 500/230 kV da SE Lechuga, sendo considerado positivo no sentido do lado de 500 para o 230 kV.

Este fluxo, que representa a importação do sistema Amazonas, deve ser limitado a 45% da carga do sistema Amazonas, para garantir a efetividade da atuação de até 5 estágios do ERAC do sistema Amazonas quando de perda dupla nas LTs 500 kV entre as SEs Lechuga e Jurupari. Desta forma, evita-se o risco de colapso do sistema Amazonas para estas perdas.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Carga Sistemas Amazonas.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FManaus.

Tabela 18-1: Inequação para o Limite FManaus

Limite FXGJP (MW)
$F_{Manaus} \leq \left(\frac{9}{11}\right) * Ger. Sistema Amazonas$
Geração Sistema Amazonas: • UHE Balbina • UTE Cristiano Rocha • UTE Mauá III • UTE Aparecida • UTE Ponta Negra • UTE Iranduba • UTE Flores • UTE Jaraqui • UTE Mauá Bloco III • UTE Manauara • UTE Tambaqui

No sentido contrário, do lado 230 para o 500 kV, o fluxo FManaus (negativo) define a exportação do sistema Amazonas.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Número de UG na UTE Mauá III.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FManaus.

Tabela 18-2: Inequação para o Limite (-) FManaus

UTE Mauá III (MW)	Limite (-) FManaus (MW)
< 90	250
≥ 90	300
≥ 180	400
≥ 285	500

19 Atendimento Subsistema Manaus

O fluxo $F(TF\ MN)$ é definido pela soma dos fluxos de potência ativa na transformação 230/69 kV (3x150 MVA) da SE Manaus, sendo considerado positivo no sentido do lado de 230 para o 69kV.

O fluxo nessa transformação deve ser limitado a 40% do valor da carga do subsistema 2 (Manaus) para garantir a atuação de até 5 estágios do ERAC deste subsistema quando da perda dupla das LTs 230 kV Lechuga – Manaus C1 e C2. Desta forma, evita-se o risco de colapso do subsistema Manaus para esta perda.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Carga Subsistema Manaus.

A carga do Subsistema Manaus pode ser definida pela soma do fluxo na referida transformação mais o total de geração do subsistema.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de $F(TF\ MN)$.

Tabela 19-1: Inequação para o Limite F_{Manaus}

Limite $F(TF\ MN)$ (MW)
$F(TF\ MN) \leq \left(\frac{2}{3}\right) * Ger. Subsistema\ Manaus$
Geração Subsistema Manaus: • UTE Aparecida • UTE Ponta Negra • UTE Iranduba • UTE Flores • UTE Jaraqui (*)

(*) Esta UTE também pode operar no subsistema Mauá III

20 Fluxo Jorge Teixeira Mauá III (FJTMT)

O fluxo FJTMT é definido pela soma dos fluxos de potência ativa na LT 230 kV Jorge Teixeira –Mauá III C1 e C2, no sentido de Jorge Teixeira para Mauá III, medido em Jorge Teixeira.

Este fluxo deve ser limitado a 50% do valor da carga do subsistema 1 (Mauá III) para garantir a atuação de até 5 estágios do ERAC deste subsistema quando da perda dupla das LTs 230 kV Jorge Teixeira – Mauá III C1 e C2. Desta forma, evita-se o risco de colapso do subsistema Mauá III para esta perda.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Carga Subsistema Mauá III.

A carga do Subsistema Mauá III pode ser definida pela soma do fluxo na referida transformação mais o total de geração do subsistema e da UTE Mauá III.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite FJTMT de F(TF MN).

Tabela 20-1: Inequação para o Limite FManaus

Limite FXGJP (MW)
$F(TF MN) \leq Ger. \text{ Subsistema Mauá III} + UTE \text{ Mauá III}$
Geração Subsistema Mauá III: • UTE Mauá Bloco III • UTE Manauara • UTE Tambaqui • UTE Jaraqui (*)

(*) Esta UTE também pode operar no subsistema Manaus

No sentido inverso, da SE Mauá 3 para Jorge Teixeira, deve-se limitar o fluxo nessa linha em função do número de unidades geradoras sincronizada na UTE Mauá 3.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Número de UG na UTE Mauá III.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FMTJT.

Tabela 20-2: Inequação para o Limite (-) FManaus

UTE Mauá III (MW)	Limite FMTJT (MW)
< 180	200
≥ 180	300
≥ 285	400

21 Atendimento Sistema Macapá (FMacapá)

O fluxo FMacapá é definido pela soma dos fluxos de potência ativa nas LTs 230 kV Laranjal – Macapá C1 e C2, sentido Laranjal para Macapá, medido em Laranjal.

Este fluxo deve ser limitado a 65% do valor da carga da Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA (excluindo a carga atendida pela SE Laranjal), para garantir a atuação de até 5 estágios do ERAC e do SEP de corte adicional de carga deste sistema quando da perda dupla das LTs 230 kV Laranjal – Macapá C1 e C2. Desta forma, evita-se o risco de colapso na área Macapá para esta perda.

FATOR DE INFLUÊNCIA:

- Carga Sistema Macapá.

A carga do Sistema Macapá pode ser definida pela soma do fluxo na referida transformação mais o total de geração do sistema.

A tabela a seguir apresenta a inequação para o limite de FMacapá.

Tabela 21-1: Inequação para o Limite FMacapá

Limite FMacapá (MW)
$FMacapá \leq \left(\frac{13}{7}\right) * Ger. Sistema Macapá$
Geração Sistema Macapá: • UTE Santana • UHE Coaracy Nunes

22 Inequações com representação direta

22.1 Área 500 kV Norte

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 1 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-1: Inequações Área 500 kV Norte

Inequações
$F(\text{TCMBC1}) + 0,45 * F(\text{TCMBC2}) < 2.640 \text{ MW}$
Onde, F(TCMBC1): Fluxo na LT 500 kV Tucuruí – Marabá C1; F(TCMBC2): Fluxo na LT 500 kV Tucuruí – Marabá C2.

22.2 Área 500 kV Nordeste

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 1 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-2: Inequações Área 500 kV Nordeste

Inequações
$F(\text{SOB-SJPIAU2}) + 0,85 * F(\text{SOB-SJPIAU1}) < 1.992 \text{ MW}$
Onde, F(SOB-SJPIAU1): Fluxo na LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C1; F(SOB-SJPIAU2): Fluxo na LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí C2.
$F(\text{BON-MG04L1}) + 0,07 * F(\text{LG-MG}) < 174 \text{ MW}$
Onde, F(BON-MG04L1): Fluxo na LT 230 kV Bom Nome – Milagres; F(LG-MG): Fluxo na LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres
$F(\text{PAF-BON04F3}) + 0,15 * F(\text{LG-MG}) < 400 \text{ MW}$
Onde, F(PAF-BON04F3): Fluxo na LT 230 kV Paulo Afonso – Bom Nome; F(LG-MG): Fluxo na LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres
$F(\text{PAF-ULG}) + 0,22 * F(\text{UXG-JAR}) < 2.165 \text{ MW}$
Onde, F(PAF-ULG): Fluxo na LT 500 kV Paulo Afonso – Luiz Gonzaga; F(UXG-JAR): Fluxo na LT 500 kV Xingó – Jardim

22.3 Área Paraná

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 03 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-3: Inequações Área Paraná

Inequações
$F(\text{TR CNO}) + 0,17 \times (\text{CVO-CEL C2} + \text{CVO-CEL C3}) + 0,17 \times \text{CVO-CEL C1} < 210 \text{ MW}$
Onde, F(TR CNO): Fluxo em um TR 230/138 kV Cascavel Norte; F(CVO-CEL): Fluxo na LT 230 kV Cascavel Oeste – Cascavel.
$F(\text{FRA-JGI C1}) + 0,58 \times F(\text{MUA-JGI}) < 320 \text{ MW}$
Onde, F(FRA-JGI): Fluxo na LT 230 kV Figueira – Jaguariaíva; F(MUA-JGI): Fluxo na LT 230 kV Mauá – Jaguariaíva.
$F(\text{PTO-XAN}) + 0,33 \times F(\text{SOS-XAN}) < 414 \text{ MW}$
Onde, F(PTO-XAN): Fluxo na LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê; F(SOS-XAN): Fluxo na LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê.
$F(\text{XAN-PTO}) + 0,36 \times F(\text{XAN-SOS}) < 414 \text{ MW}$
Onde, F(XAN-XAN): Fluxo na LT 230 kV Xanxerê – Pato Branco; F(XAN-SOS): Fluxo na LT 230 kV Xanxerê – Salto Osório.

22.4 Área Santa Catarina

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 04 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-4: Inequações Área Santa Catarina

Inequações
$F(\text{TR5 JLA}) + 0,42 \times F(\text{TR7 JLA}) < 78 \text{ MW}$
Onde, F(TR5 JLA): Fluxo no TR5 230/138 kV Jorge Lacerda A; F(TR7 JLA): Fluxo no TR7 230/138 kV Jorge Lacerda A.
$F(\text{TR10 JLA}) + 0,60 \times F(\text{TR11 JLA}) < 84 \text{ MW}$
$F(\text{TR11 JLA}) + 0,57 \times F(\text{TR10 JLA}) < 83 \text{ MW}$
Onde, F(TR10 JLA): Fluxo no TR10 230/69 kV Jorge Lacerda A; F(TR11 JLA): Fluxo no TR11 230/69 kV Jorge Lacerda A.

22.5 Área Rio Grande do Sul

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 05 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-5: Inequações Área Rio Grande do Sul

Inequações
$F(\text{FAR-CAX5}) + 0,84 \times F(\text{CAX-CAX5}) < 303 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{FAR-CAX5})$: Fluxo na LT 230 kV Farroupilha – Caxias 5; $F(\text{CAX-CAX5})$: Fluxo na LT 230 kV Caxias – Caxias 5.
$F(\text{ALE2-MBR}) + 0,716 \times F(\text{UTUR-MBR}) < 326$
Onde, $F(\text{ALE2-MBR})$: Fluxo na LT 230 kV Alegrete 2 - Maçambará; $F(\text{UTUR-MBR})$: Fluxo na LT 230 kV UTE Uruguaiana – Maçambará.
$F(\text{NPR2-MCL C1}) + 0,86 \times \text{NPR2-MCL (C2)} < 227 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{NPR2-MCL C1})$: Fluxo na LT 230 kV Nova Prata 2 – Monte Claro C1; $F(\text{NPR2-MCL C2})$: Fluxo na LT 230 kV Nova Prata 2 – Monte Claro C2.
$F(\text{PFU-SMT}) + 0,52 \times F(\text{BGR-LVE2}) < 296 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{PFU-SMT})$: Fluxo na LT 230 kV Passo Fundo – Santa Marta; $F(\text{BGR-LVE2})$: Fluxo na LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2.

22.6 Área 500 kV Sudeste

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 07 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-6: Inequações Área 500 kV Sudeste

Inequações
$F(\text{AT01 Estreito}) + 0,5 \times F(\text{AT02 Estreito}) < 1260 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{AT01 Estreito})$: Fluxo no AT01 500/345 kV Estreito; $F(\text{AT02 Estreito})$: Fluxo no AT02 500/345 kV Estreito.

22.7 Área São Paulo

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 08 e 09 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-7: Inequações Área São Paulo

Inequações
$F(\text{ARA2-ARA C1}) + 0,9 F(\text{ARA2-ARA C2}) < 2930 \text{ MW}$
Onde, F(ARA2-ARA): Fluxo na LT 500 kV Araraquara 2 – Araraquara.
$F(\text{PIR-INT C1}) + 0,77 F(\text{PIR-INT C2}) < 478 \text{ MW}$
Onde, F(PIR-INT): Fluxo na LT 230 kV Piratininga – Interlagos.
$F(\text{TR7 BSA}) + 0,59 F(\text{TR8 BSA}) < 180 \text{ MW}$
Onde, F(TR7 BSA): Fluxo no TR7 230/138 kV Baixada Santista; F(TR8 BSA): Fluxo no TR8 230/138 kV Baixada Santista.

22.8 Área Rio de Janeiro e Espírito Santo

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 10 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-8: Inequações Área Rio de Janeiro e Espírito Santo

Inequações
$F(\text{T4 VIT}) + 0,08 F(\text{VIA-ALG}) < 225 \text{ MW}$
Onde, F(T4 VIT): Fluxo no T4 346,5/138/13,8 kV Vitória; F(VIA-ALG): Fluxo na LT 138 kV Viana - Alto Lage.
$F(\text{T4 VIT}) + 0,26 F(\text{T3 VIT}) < 225 \text{ MW}$
Onde, F(T4 VIT): Fluxo no T4 346,5/138/13,8 kV Vitória; F(T3 VIT): Fluxo no T3 346,5/138/13,8 kV Vitória.
$F(\text{T11 SJO}) + 0,50 F(\text{T12 SJO}) < 684 \text{ MW (*)}$
Onde, F(T11 SJO): Fluxo no T11 525/138/13,8 kV São José; F(T12 SJO): Fluxo no T12 525/138/13,8 kV São José.
$F(\text{T13 SJO}) + 0,50 F(\text{T14 SJO}) < 684 \text{ MW (*)}$
Onde, F(T13 SJO): Fluxo no T13 525/138/13,8 kV São José; F(T14 SJO): Fluxo no T14 525/138/13,8 kV São José.
$F(\text{T3 CMP}) + 0,30 F(\text{T4 CMP}) - 0,30 F(\text{CMP-CCH C1+C2}) - 0,15 F(\text{CMP-RLE}) < 266 \text{ MW}$
Onde, F(T3 CMP): Fluxo no T3 346,5/138/13,8 kV Campos; F(T4 CMP): Fluxo no T4 346,5/138/13,8 kV Campos; F(CMP-CCH C1+C2): Fluxo nos circuitos 1 e 2 da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim; F(CMP-RLE): Fluxo na LT 138 kV Campos – Rocha Leão.
$F(\text{T1A ADR}) + 0,24 F(\text{T2A ADR}) < 225 \text{ MW}$
Onde, F(T1A ADR): Fluxo no T1A 346,8/138/13,8 kV Adrianópolis; F(T2A ADR): Fluxo no T2A 346,8/138/13,8 kV Adrianópolis.

(*) Inequação a ser monitorada para operação com barras desinterligadas na SE 138 kV São José.

22.9 Área Minas Gerais

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 11 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-9: Inequações Área Minas Gerais

Inequações
$F(T6con) + 0,57 F(T3con + T4con) < 200 \text{ MW}$
Onde, F(T6con): Fluxo no T6 345/138 kV Conselheiro Lafaiete 1; F(T3con) : Fluxo no T3 345/138 kV Conselheiro Lafaiete 1; F(T4con) : Fluxo no T4 345/138 kV Conselheiro Lafaiete 1.
$F(BAG-VAL) + 0,70 F(MES-VAL) < 248 \text{ MW}$
Onde, F(BAG-VAL): Fluxo na LT 230 kV Baguari - Governador Valadares; F(MES-VAL): Fluxo na LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares.
$F(PIM-BARR) + 0,35 F(PIM-TAQ) + 0,17[F(PIM-FUR-C2) + F(PIM-BARB) + F(PIM-JAG-C1+C2) + F(TR1-PIM)] < 699 \text{ MW}$
Onde, F(PIM-BARR): Fluxo na LT 345 kV Pimenta - Barreiro; F(PIM-TAQ): Fluxo na LT 345 kV Pimenta – Taquaril; F(PIM-FUR-C2): Fluxo na LT 345 kV Pimenta - Furnas C2; F(PIM-BARB): Fluxo na LT 345 kV Pimenta – Barbacena; F(PIM-JAG-C1+C2): Fluxo nas LTs 345 kV Pimenta - Jaguará C1 e C2 F(TR1-PIM): Fluxo no TR1 345/138 kV Pimenta.
$F(EST-MMO) + 0,35 F(EST-FUR) < 1075 \text{ MW}$
Onde, F(EST-MMO): Fluxo na LT 345 kV Estreito – Mascarenhas de Moraes; F(EST-FUR): Fluxo na LT 345 kV Estreito – Furnas.
$F(T2 BARB2) + 0,42 F(BARB2-SD2) - 0,41 F(BARB2-SAINTGOBAIN) < 157 \text{ MW}$
Onde, F(T2 BARB2): Fluxo no T2 345/138 kV Barbacena 2; F(BARB2-SD2): Fluxo na LT 345 kV Barbacena 2 – Santos Dumont 2; F(BARB2-SAINTGOBAIN): Fluxo na LT 138 kV Barbacena 2 – Saint Gobain.

22.10 Área Goiás e Distrito Federal

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 12 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-10: Inequações Área Goiás e Distrito Federal

Inequações
$F(\text{TR2 Itum}) + 0,42 F(\text{TR1 Itum}) < 225 \text{ MW}$
Onde $F(\text{TR2 Itum})$: Fluxo no AT02 230/345 kV Itumbiara; $F(\text{TR Itum})$: Fluxo no AT01 230/345 kV Itumbiara.
$F(\text{TR2 Itum}) + 0,05 F(\text{RVN-ITU}) < 225 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{TR2 Itum})$: Fluxo no AT02 345/230 kV Itumbiara; $F(\text{RVN-ITU})$: Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Rio Verde Norte - Itumbiara.
$F(\text{BAND AT4}) + 0,13 \cdot F(\text{RVN-TRI C1+C2}) \leq 225 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{BAND AT4})$: fluxo no AT4 345/230 kV Bandeirantes; $F(\text{RVN-TRI C1+C2})$: soma dos fluxos na LT 500 kV Rio Verde Norte - Trindade C1 e C2.
$F(\text{BAND AT4}) + 0,21 \cdot F(\text{BAND AT1}) \leq 225 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{BAND AT4})$: fluxo no AT4 345/230 kV Bandeirantes; $F(\text{BAND AT1})$: fluxo no AT1 345/230 kV Bandeirantes.
$F(\text{CDO-PLA}) + 0,20 F(\text{CDO-ANH}) < 220 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{CDO-PLA})$: Fluxo na LT 230 kV Cachoeira Dourada - Planalto; $F(\text{CDO-ANH})$: Fluxo na LT 230 kV Cachoeira Dourada - Anhanguera.
$F(\text{XAV-PIR2}) < 298 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{XAV-PIR2})$: Fluxo de potência ativa no circuito C2 da LT 230 kV Pirineus - Xavantes.
$F(\text{PIR-BSUL}) + 0,16 F(\text{BAN-SAM C1+C2}) \leq 278 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{PIR-BSUL})$: Fluxo na LT 230 kV Pirineus – Brasília Sul; $F(\text{BAN-SAM C1+C2})$: Soma dos fluxos na LT 345 kV Bandeirantes - Samambaia C1 e C2.
$F(\text{CD-Itum}) + 0,54 F(\text{CD- Plan}) < 319 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{CD-Plan})$: Fluxo na LT 230 kV Cachoeira Dourada / Planalto; $F(\text{CD-Itum})$: Fluxo na LT 230 kV Cachoeira Dourada / Itumbiara.

22.11 Área Mato Grosso

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 13 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-11: Inequações Área Mato Grosso

Inequações
$F(\text{TR COX}) < 80 \text{ MW}$
Onde $F(\text{TR COX})$: Fluxo em um dos TR 230/138 kV Coxipó.
$F(\text{TR COX}) + 0.11 * F(\text{TR VGR}) < 100 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{TR COX})$: Fluxo em um dos TR 230/138 kV Coxipó; $F(\text{TR VGR})$: Fluxo TR 230/138 kV Várzea Grande 2.
$F(\text{TR CBA}) + F(\text{TR RIB}) < 650 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{TR CBA})$: Fluxo no TR 500/230 kV Cuiabá; $F(\text{TR RIB})$: Fluxo no TR 500/230 kV Ribeirãozinho.
$F(\text{NMUT-SOR}) + F(\text{NMUT-LRV}) < 300 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{NMUT-SOR})$: Fluxo na LT 230 kV Nova Mutum – Sorriso; $F(\text{NMUT-LRV})$: Fluxo na LT 230 kV Nova Mutum – Lucas do Rio Verde.
$F(\text{CBA-ROND}) + 0,55 * F(\text{RIB-CBA}) < 538 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{CBA-RIB})$: Soma dos Fluxos na LT 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá; $F(\text{CBA-ROND})$: Fluxo na LT 230 kV Cuiabá – Rondonópolis.
$F(\text{CBA-RIB}) < 400 \text{ MW}$
Onde, $F(\text{CBA-RIB})$: Soma dos Fluxos na LT 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá.

22.12 Área Acre e Rondônia

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 14 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-12: Inequações Área Acre e Rondônia

Inequações
$\text{FACRO} \leq 290 \text{ MW}^{(1)}$
Onde, FACRO : Fluxo na LT 230 kV Jauru – Vilhena C1, C2 e C3.
$\text{RACRO} \leq 300 \text{ MW}^{(1)}$
Onde, RACRO : Fluxo na LT 230 kV Jauru – Vilhena C1, C2 e C3.
$\text{Fsmaq} \leq 470 \text{ MW}^{(2)}$
Onde, Fsmaq : Fluxo na LT 230 kV Samuel – Ariquemes C1, C2 e C3.

(1) O limite passa para 400 MW após a entrada em operação do BCS da LT 230 kV Jauru – Vilhena C3

(2) O limite passa para 525 MW após a entrada em operação do BCS da LT 230 kV Jauru – Vilhena C3

22.13 Áreas 230 kV Nordeste

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 15 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-13: Inequações Área Nordeste

Inequações
$F(\text{CFO-SNB}) + 0,20 [F(\text{SAP-CAM}) + F(\text{GVM-CTU}) + F(\text{GVM-CAM2})] - 0,47 G(\text{CFO}) < 300 \text{ MW}$
Onde, F(CFO-SNB): Fluxo na LT 230 kV Campo Formoso - Senhor do Bonfim; F(SAP-CAM): Fluxo na LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari; F(GVM-CTU): Fluxo na LT 230 kV Gov. Mangabeira – Catu F(GVM-CAM2): Soma dos Fluxos na LT 230 kV Gov. Mangabeira – Camaçari 2 C1 e C2; G(CFO): Soma da geração eólica dos conjuntos conectados a SE Campo Formoso.
$F(\text{USB-JZD C1}) + 0,25 F(\text{USB-JZT}) \leq 350 \text{ Mw}$
Onde, F(USB-JZD C1): Fluxo na LT 230 kV Sobradinho – Juazeiro da Bahia II C1; F(USB-JZT): Fluxo na LT 500 kV Sobradinho – Juazeiro da Bahia III.
$F(\text{CGD-GNN}) < 240 \text{ MW}$
Onde, F(CGD-GNN): Fluxo na LT 230 kV Campina Grande - Goianinha C1.

22.14 Área Amazonas e Amapá

Na tabela a seguir apresenta-se a lista de inequações definidas com representação direta no DESSEM, conforme Volume 17 do relatório quadrimestral de diretrizes para a operação.

Tabela 22-14: Inequações Área Acre e Rondônia

Inequações
$F\text{JPXG} \leq 700 \text{ MW}$
Onde, FJPXG: Fluxo na LT 500 kV Jurupari – Xingu C1 e C2.
$F(\text{TF MN}) \leq 280 \text{ MW}^{(1)}$
Onde, F(TF MN): Fluxo na TR 230/69 kV Manaus.
$F(\text{TF MT}) \leq 470 \text{ MW}$
Onde, F(TF MN): Fluxo na TR 230/138 kV Mauá III.
$F\text{Amapá} \leq 600 \text{ MW}^{(2)}$
Onde, FAmapá: Fluxo na TR 230/500 kV Jurupari.

Inequações

Ger. Ferreira Gomes + Geração Cachoeira Caldeirão ≤ 400 MW ⁽²⁾

Ger. Ferreira Gomes + Geração Cachoeira Caldeirão + Ger. S. Antônio do Jari ≤ 650 MW ⁽²⁾

(1) O Limite passa para 380 MW após a entrada em operação do 4º TR 230/69 kV – 150 MVA.

(2) Essas restrições serão eliminadas a partir da implantação de Sistemas Especiais de Proteção

Lista de figuras e tabelas

Tabelas

Tabela 2-1: Descrição dos Fluxos e Intercâmbios Considerados	6
Tabela 3-1: Linearização do Limite para RNE para perdas simples	10
Tabela 3-2: Limite para RNE para perdas duplas	11
Tabela 4-1: Limite de Exportação da Região Nordeste	12
Tabela 5-1: Limite para FNS em função de perda simples na N/SE	13
Tabela 5-2: Linearização do Limite para FNS em função de FXGET	16
Tabela 5-3: Linearização do Limite para FNS em função de FTUXG	18
Tabela 5-4: Referências para atuação da Lógica 14 do sistema 765 kV	19
Tabela 5-5: Linearização do Limite para FNS em função da geração de Itaipu 60Hz	23
Tabela 6-1: Limite para FMCGU em função de perda simples na N/SE	24
Tabela 7-1: Limite para FCOMC em função de perda simples na N/SE	25
Tabela 8-1: Limite para FETXG	26
Tabela 9-1: Limite de Exportação da Região Nordeste	27
Tabela 10-1: Limite para FTUXG	29
Tabela 11-1: Faixas de GIPU consideradas	30
Tabela 11-2: Linearização do Limite RSE em função da soma de bipolos	33
Tabela 12-1: Variação do limite de Fbain em função do número de UG em Itaipu 60Hz	36
Tabela 12-2: Inequações para o Limite Fbain	37
Tabela 13-1: Limite Finba em função da Carga da Região Sul	38
Tabela 13-2: Inequações para o Limite Finba	40

Tabela 14-1: Inequações para o Limite F(ILS-AGV)	41
Tabela 15-1: Inequações para o Limite FSECO (*)	42
Tabela 16-1: Inequações para o Limite RSECO (*)	43
Tabela 17-1: Inequação para o Limite FXGJP	44
Tabela 18-1: Inequação para o Limite FManaus	45
Tabela 18-2: Inequação para o Limite (-) FManaus	46
Tabela 19-1: Inequação para o Limite FManaus	47
Tabela 20-1: Inequação para o Limite FManaus	48
Tabela 20-2: Inequação para o Limite (-) FManaus	49
Tabela 21-1: Inequação para o Limite FMacapá	50
Tabela 22-1: Inequações Área 500 kV Norte	51
Tabela 22-2: Inequações Área 500 kV Nordeste	51
Tabela 22-3: Inequações Área Paraná	52
Tabela 22-4: Inequações Área Santa Catarina	52
Tabela 22-5: Inequações Área Rio Grande do Sul	53
Tabela 22-6: Inequações Área 500 kV Sudeste	53
Tabela 22-7: Inequações Área São Paulo	54
Tabela 22-8: Inequações Área Rio de Janeiro e Espírito Santo	54
Tabela 22-9: Inequações Área Minas Gerais	55
Tabela 22-10: Inequações Área Goiás e Distrito Federal	56
Tabela 22-11: Inequações Área Mato Grosso	57
Tabela 22-12: Inequações Área Acre e Rondônia	57
Tabela 22-13: Inequações Área Nordeste	58
Tabela 22-14: Inequações Área Acre e Rondônia	58