

# CAPÍTULO 1

## ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA E ESTRATÉGIAS DE CORTE DE CARGA NO SUBSISTEMA STSB-30



<https://doi.org/10.22533/at.ed.654112526021>

*Data de aceite: 25/02/2025*

**Joelson Lopes da Paixão**

Universidade Federal de Santa Maria  
(UFSM)

sistema elétrico e destaca estratégias para mitigar impactos adversos na rede.

**PALAVRAS-CHAVE:** Confiabilidade do Sistema Elétrico; Análise de Contingência; Corte de Carga; Estabilidade de Tensão.

**RESUMO:** A confiabilidade dos sistemas elétricos de potência (SEP) é um fator crítico para garantir a estabilidade da operação e o fornecimento contínuo de energia. Este capítulo apresenta um estudo de contingência no subsistema brasileiro de 30 barras (STSB-30), localizado na região sul do Brasil, considerando a perda simultânea de uma linha de transmissão e um transformador. A análise revelou que essa contingência resulta em um problema de subtensão na barra 934 (Areia 230 kV), sendo necessária a aplicação de cortes de carga graduais para restaurar as condições operativas normais. Os resultados demonstram que um corte de carga de 23% foi suficiente para elevar a tensão da barra 934 acima do limite mínimo de 0,95 pu. Adicionalmente, verificou-se que a alteração do tap do transformador entre as barras Salto Osório 13,8 kV e Salto Osório 230 kV poderia eliminar a necessidade de corte de carga. Este estudo reforça a importância da análise de contingências na operação do

### 1 | INTRODUÇÃO

A confiabilidade de sistemas elétricos de potência é um aspecto fundamental no planejamento, operação e expansão do sistema, pois determina a capacidade de atender à demanda mesmo em condições adversas [1]. Em sistemas interligados extensos, adota-se usualmente uma filosofia de segurança de N-1 contingências (perda de um elemento sem interromper o suprimento).

No Brasil, em casos de manutenções programadas, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota também o critério N-2 no planejamento da operação, ou seja, o sistema deve suportar a perda simultânea de dois componentes (um deles já fora de operação por manutenção) sem violar limites operativos de tensão ou carregamento [2]. Essa abordagem visa

garantir alta confiabilidade, porém impõe desafios operacionais e pode requerer ações corretivas, como corte de carga, caso ocorram contingências severas.

Dentro desse contexto, este capítulo analisa uma contingência dupla no subsistema de teste conhecido como STSB-30 barras (Subsistema Sul Brasileiro de 30 barras). O STSB-30 representa uma parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) na região Sul do Brasil (estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) e é frequentemente utilizado em estudos de fluxo de potência e confiabilidade.

O subsistema é composto por 30 barras, sendo 1 barra swing (referência de ângulo Vθ), 6 barras de geração com tensão controlada (tipo PV) e as demais barras de carga (tipo PQ). Ele opera em três níveis de tensão (13,8 kV, 230 kV e 500 kV) e possui um total de carga de aproximadamente 5085,5 MW (1236,2 MVAr) distribuídos em 9 barras principais [3]. A rede inclui 26 linhas de transmissão, 18 transformadores e 7 usinas geradoras. No caso base (condição normal), o subsistema não apresenta nenhum problema de tensões ou sobrecargas nos componentes, conforme mostra a Figura 1 [4].

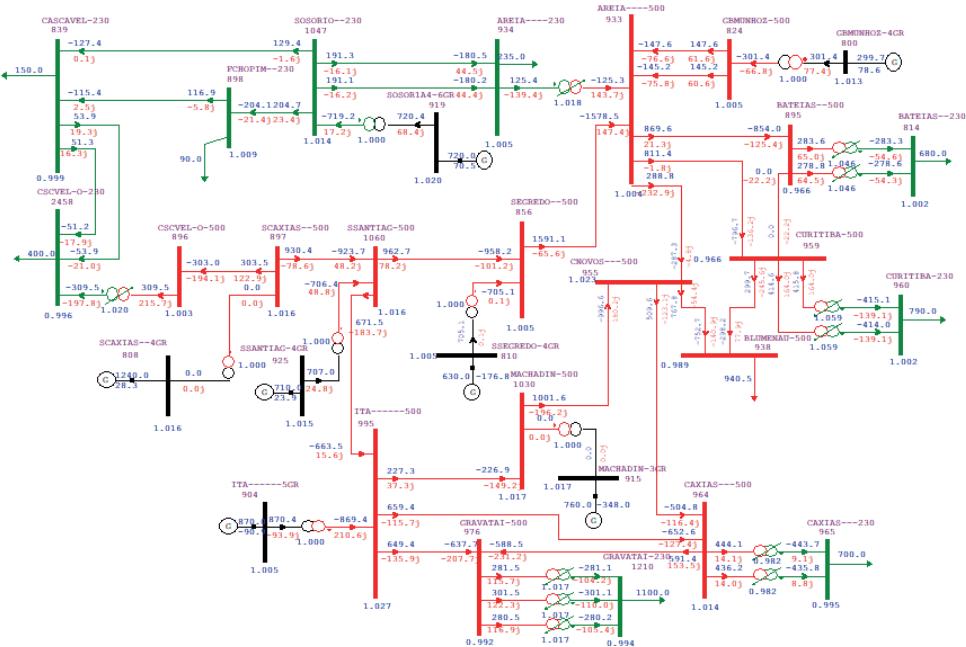


Figura 1: STSB 30 barras, caso base.

Este estudo foca em uma situação de contingência de segunda ordem (N-2) envolvendo simultaneamente a perda de uma linha de transmissão e de um transformador no STSB-30. Serão avaliados os impactos dessa dupla perda sobre os níveis de tensão e o atendimento à carga, bem como as medidas de mitigação necessárias (notadamente, corte de carga). Além da análise determinística do caso (fluxo de potência com contingência),

é realizada uma avaliação probabilística básica utilizando dados históricos de falha e reparo de componentes para estimar a severidade da contingência e seu reflexo no risco operacional do sistema. Ao final, são discutidas as implicações dos resultados para a confiabilidade do sistema elétrico e apontadas possíveis direções futuras para aprimorar a segurança operativa.

## 2 | ESTUDO DE CONTINGÊNCIA

Para a análise de confiabilidade do STSB-30 será considerada uma contingência de segunda ordem, na qual serão perdidas simultaneamente uma linha e um transformador. A linha perdida será entre as barras 856 (Segredo) e 1060 (Salto Santiago), já o transformador perdido fica entre as barras 933 (Areia 500kV) e 934 (Areia 230kV). A linha possui capacidade de 2182 MVA e está operando com 966,7 MVA, ou seja, 45% da capacidade nominal. O transformador é de 672 MVA e está operando com 197 MVA, ou seja, 30% da capacidade nominal. No caso de perda simultânea desses dois elementos surge problema no subsistema, como visto na Figura 2.

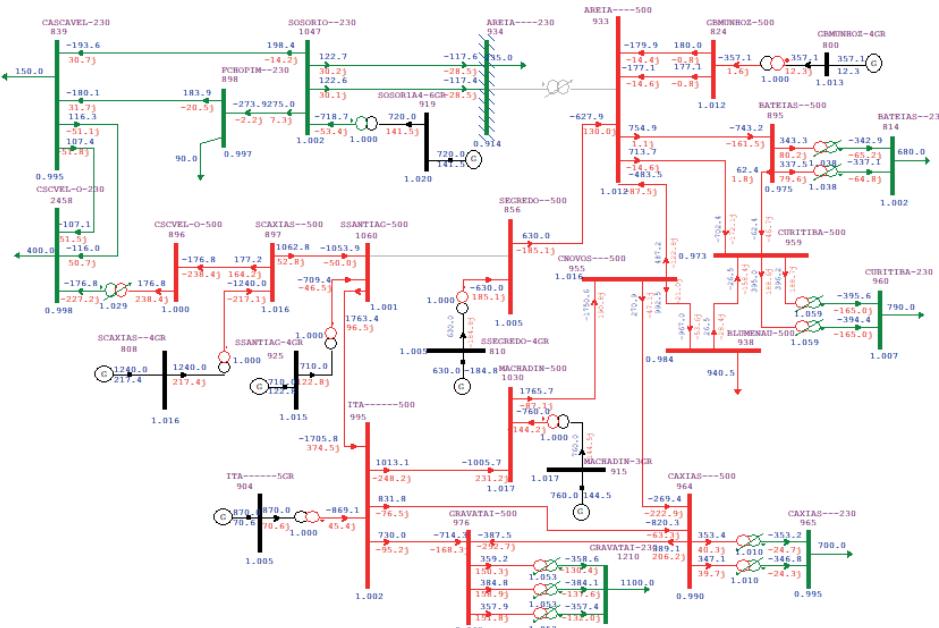


Figura 2: STSB 30 barras com perdas de LT e Transformador.

A perda dos elementos causou problemas de subtenção na barra 934 (Areia 230 kV). No caso base o nível de tensão nessa barra era de 1,005 pu, com as contingências o nível caiu para 0,914 pu, ficando abaixo do limite mínimo estabelecido que é de 0,95 pu.

Para resolver o problema foram realizados cortes de cargas graduativos, até obter-se o mínimo corte necessário para o subsistema restabelecesse as condições normais de operação. Como o problema é concentrado apenas da barra 934, o corte de carga foi realizado na mesma. Inicialmente, caso base, na barra tínhamos uma carga de 235 MW e 57 MVAr. Começou-se os cortes com percentuais de 10% e foi-se aumentando de 1 em 1% até que o problema de subtensão fosse sanado. Assim, observou-se que com um corte de carga de 23% na barra 934, a tensão da mesma atinge/ultrapassa o limite mínimo de 0,95pu, eliminando o problema de subtensão. Com o corte, a nova carga na barra 934 ficou em 82,5 MW e 43,9 MVAr.

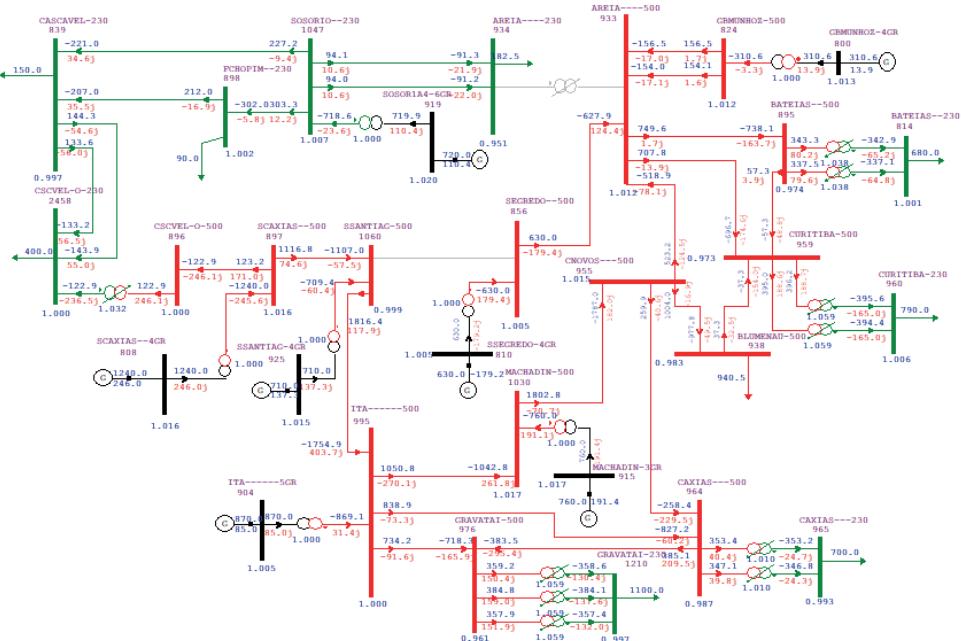


Figura 3: STSB 30 barras com contingências e corte de carga.

O ONS, em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), concluiu um projeto iniciado pelo Subgrupo de Confiabilidade (SGC) que desenvolveu uma base de dados estatísticos de desempenho de componentes de geração e transmissão para apoio à realização de estudos de confiabilidade. Esta base de dados foi designada de BDConf, e possibilita a estimativa mais realista de índices de desempenho tais como taxas de falhas e tempos médios de reparo de componentes (linhas, transformadores e geradores) do SIN [2]. Estes dados do BDConf, fornecidos pelo ONS, são resumidos na Tabela 1.

Tensão (kV)	Linhas		Transformadores	
	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo(h)	Taxa de Falha (oc/km.ano)	Tempo Médio Reparo(h)
230	0,0232	1,0114	0,7207	12,5366
345	0,0228	0,9107	0,7368	16,1616
440	0,0144	3,377	0,5	12,7187
500	0,0183	2,3547	0,5945	53,6546
765	0,0102	1,6525	0,3712	100,3958

Tabela 1: Dados Estocásticos por classe de Tensão.

Para linhas de transmissão o cálculo dos dados estocásticos é feito a partir da estimativa dos comprimentos das linhas, realizada com base nos valores de reatâncias e susceptâncias das mesmas. Para transformadores, os parâmetros estatísticos são determinados por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformação. As saídas forçadas simples das linhas de transmissão e dos transformadores foram representadas por um modelo Markoviano a dois estados (estado operativo e falho).

Ainda conforme dados do SINDAT, sabe-se que o comprimento da linha de transmissão perdida é de 60,5 km (Figura 4) e o transformador perdido (Figura 5) fica na subestação e interliga as linhas Salto Osório de 230 kV no barramento de 500 kV.

### Relatório de Linha de Transmissão [Exportar](#) | [Imprimir](#)

**Nome:**LT 525 kV S.SANTIAGO / SEGREDO C 1 PR

**Tensão nominal (kV):** 525

**Agente:** ELETROSUL - ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.

**Tipo de rede:** Básica

**Comprimento:** 60,5 KM

**Data de entrada em operação\***: 31/12/1990

**Resistência da sequência positiva:** 0,05

**Reatância de sequência positiva:** 0,7

**Susceptância de sequência positiva (Mvar):** 86,055

**Resistência de sequência zero (%):**

**Reatância de sequência zero (%):**

**Tipo de cabo pára-raios:**

**Capacidade CPST de Longa Duração sem Fator Limitante (A):** 2599

**Capacidade CPST de Longa Duração com Fator Limitante (A):** 2400

**Capacidade CPST de Curta Duração sem Fator Limitante (A):** 3275

**Capacidade CPST de Curta Duração com Fator Limitante (A):** 2400

**Capacidade Sazonal VD de Longa Duração (A):** 2599

**Capacidade Sazonal VN de Longa Duração (A):** 2651

**Capacidade Sazonal ID de Longa Duração (A):** 2599

**Capacidade Sazonal IN de Longa Duração (A):** 2833

**Capacidade Sazonal VD de Curta Duração (A):** 3275

**Capacidade Sazonal VN de Curta Duração (A):** 3275

**Capacidade Sazonal ID de Curta Duração (A):** 3275

**Capacidade Sazonal IN de Curta Duração (A):** 3275

\*Data de entrada em operação igual a 31/12/1990 ou 02/06/2000 significa equipamento em operação antes de 02/06/2000

Figura 4: Dados da LT em contingência.

## Equipamento TR3 [Voltar para instalação](#) | [Exportar](#) | [Imprimir](#)

**Nome:** TR 525 / 230 KV AREIA 2 PR

**Tipo de rede:** BAS

**Agente:** ELETROSUL - ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.

**Data de entrada em operação\***: 31/12/1990

**Potência nominal do primário (MVA):** 672

**Número de fases (Trifásico = 3, Monofásico = 1):** 1

**Reatância Xps (%):** 1,21

**Reatância Xpt (%):** 0,1

**Reatância Xst (%):** 0,1

\*Data de entrada em operação igual a 31/12/1990 ou 02/06/2000 significa equipamento em operação antes de 02/06/2000

Figura 5: Dados do transformador em contingência.

A partir da Tabela 1, Figura 4 e Figura 5 verifica-se que a taxa de falhas da LT é  $\lambda_{LT} = 1,1078$  oc/ano, sendo o tempo médio de reparo TR = 2,3547 h. Já a taxa de falhas do transformador é  $\lambda_{TR} = 0,5945$  oc/ano, sendo o tempo médio de reparo TR = 53,6546 h. Multiplicando a taxa de falhas pelo tempo de reparo, tem-se o tempo médio que o elemento ficou faltando durante o ano. Assim, encontrou-se um tempo de falha de 2,607 h para a LT e de 31,897 h para o transformador.

Nas simulações verificou-se que somente a perda da LT não causaria nenhum problema no sistema, não demandando então um corte de carga. Logo para determinar a severidade da falha pode-se considerar apenas o tempo de reparo do transformador, como tempo de corte de carga. Assim, a severidade da contingência, será dada por (1):

$$\text{Severidade} = \frac{\text{Carga cortada} * \text{Tempo de corte}}{\text{Carga total do sistema}} \quad (1)$$

Portanto, a severidade da contingência será de:

$$\text{Severidade} = \frac{82,5\text{MW} * 31,897\text{h} * 60\text{min}}{5085,5\text{MW}} = 19,76 \text{ Sist. min.}$$

A contingência tem grau 2 de severidade, conforme Tabela 2, ou seja, se enquadra numa condição operativa de risco médio.

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	favorável	condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	satisfatório	condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	limítrofe	condição operativa de risco médio (laranja)
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	grave	sério impacto p/ vários agentes / consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	muito grave	grande impacto p/ muitos agentes/consumidores, colapso do sistema,

Tabela 2: Classificação do Risco pela Severidade.

Ainda assim, os resultados obtidos fornecem uma indicação valiosa de que a perda concomitante da LT 856–1060 e do transformador 933/934 constitui um evento de risco **moderado** para a confiabilidade do STSB-30, requerendo ações de controle (corte de carga ou outras) para evitar consequências piores.

### 3 | CONCLUSÕES

A perda de elementos no sistema elétrico pode ter impactos que vão de pequenas variações nos níveis de tensão e/ou no fluxo de potência até colocar a operação em risco. Por isso, é preciso conhecer bem o sistema para que se possa atuar da melhor forma possível em casos de contingências e para planejar investimentos que aumentem a confiabilidade do sistema.

Nesse trabalho de simulação de contingência de dois elementos, verificou-se que a perda da linha de transmissão não causa nenhum problema no sistema. Já a perda do transformador ocasiona subtensão na barra 934, demandando um corte de 23% na carga da barra para recuperar o limite mínimo de tensão.

Vale ressaltar que caso o tap do transformador entre as barras Salto Osório 13,8 kV e Salto Osório 230 kV fosse alterado de 1 para 1.05 o problema de subtensão na barra 934 seria sanado, evitando assim a necessidade de corte de carga.

### REFERÊNCIAS

- [1] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems," 2a ed., New York, NY, USA: Plenum Press, 1996.
- [2] ONS e UFSC, "Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN - Sistema BDConf," vol. I, Rio de Janeiro, Brasil: ONS, 2006.
- [3] J. M. Lima, M. T. Schilling e E. M. Lourenço, "Critério Probabilístico para Análises de Intervenções Programadas na Rede Básica," XXI SNPTEE, Recife, Brasil, 2009.

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Relatório de Análise da Confiabilidade do SIN,” ONS, 2023.