



**SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA CA E CC - GAT**

**CRITÉRIO PROBABILÍSTICO PARA ANÁLISES DE INTERVENÇÕES PROGRAMADAS NA REDE BÁSICA**

**João Marcos Lima\***                      **Marcus Theodor Schilling**                      **Elizete Maria Lourenço**  
**Cia. Paranaense de Energia – Copel**    **Universidade Federal Fluminense**    **Universidade Federal do Paraná**

**RESUMO**

No Brasil, o planejamento do sistema elétrico tem sido realizado, sobretudo, através de critérios determinísticos. A característica principal desses critérios é que o nível de risco inerente às configurações é fixado implicitamente. [1]. Essa característica simplifica a análise e conseqüentemente sua aplicação. No entanto, esta pode em muitas situações implicar em resultados limitados, incapazes de atender de forma mais precisa as reais necessidades do setor. O artigo apresenta comparações entre resultados do atual critério n-2, adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico no planejamento da operação, com aqueles obtidos através da metodologia proposta, dando especial atenção à análise de desligamentos programados da rede básica. Esta análise permite a demonstração de avanços significativos com a adoção dos propostos critérios probabilísticos conforme discutido no artigo

**PALAVRAS-CHAVE**

Confiabilidade, critério determinístico, critério probabilístico, severidade.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O planejamento do sistema elétrico brasileiro tem sido realizado, sobretudo, através de critérios determinísticos. A característica principal desses critérios é que o nível de risco inerente às configurações é fixado implicitamente. Por sua própria natureza qualitativa, os critérios determinísticos não são passíveis de “calibração” e não permitem mensuração eficiente do nível de desempenho das alternativas em estudo [1]. No planejamento da expansão o principal critério utilizado é o n-1. No planejamento da operação, relacionado a intervenções na rede básica, o principal critério adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – é o n-2. Este critério considera que, estando um dos elementos do sistema indisponível à operação, sobretudo para manutenção programada, o sistema deverá suportar a contingência de qualquer outro elemento sem que ocorram violações de níveis de tensão e carregamento, restrições de atendimento à carga e, de preferência, que não sejam alteradas as programações energéticas entre áreas. Além das limitações já explicitadas inerentes aos critérios determinísticos, exige-se um desempenho da operação do sistema (n-2) para o qual o mesmo não foi planejado, já que o critério (n-1) prevalece nesse caso, pois o critério do planejamento da operação é mais restritivo que o da expansão. Como conseqüência, observa-se aumento indesejável da geração térmica, postergação de manutenções, atraso na entrega de novas obras e concentração dos desligamentos em períodos de carga leve. Todos esses fatores contribuem para o aumento do custo da operação e da manutenção ao longo de toda a cadeia da indústria de energia elétrica [3]. Adicionalmente, constata-se uma tendência na literatura em se calcular os níveis de risco em diferentes níveis de agregação por técnicas probabilísticas: por área, por nível de tensão, por centro de carga, por empresa, global. Essa tendência tem sido incentivada em função de fatores como reconhecimento da natureza inerentemente estocástica ou probabilística dos sistemas de potência; tentativas para evitar desperdícios oriundos de decisões puramente determinísticas e, principalmente, escassez de recursos financeiros que obrigam a investigação mais minuciosa do comportamento do sistema, levando-se em conta riscos versus custos operacionais associados [2]. Cabe ressaltar, também, que no âmbito do planejamento da operação, barreiras que por um longo tempo limitaram a utilização das técnicas probabilísticas já estão superadas, como a limitação tecnológica das ferramentas computacionais e matemáticas. Apesar disso, no Brasil, a utilização de análises probabilísticas no planejamento da operação ainda não atingiu um nível satisfatório para tomada de decisão.

(\*) Rua Pe. Agostinho, 2600 – 80710-000 – Curitiba – PR – BRASIL  
Tel.: (41)3331-2816 - Fax.: (41)3331-3702 - email: jm.lima@copel.com

O não-entendimento das potencialidades das técnicas probabilísticas, a dificuldade de interpretação de seus resultados e a dificuldade de obtenção de dados estatísticos são os principais obstáculos para maior difusão destas técnicas no planejamento da operação [2].

Por outro lado, os centros de operação deparam-se ocasionalmente com ocorrências que não estão cobertas pelas instruções e para as quais a experiência dos profissionais envolvidos não é suficiente para a tomada de decisão. À medida que o sistema se expande torna-se mais complexa a operação e, conseqüentemente, aumenta a probabilidade de ocorrência dessas situações.

## 2.0 - CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO QUE ATENDE O ESTADO DO PARANÁ

Para sustentar o modelo de análise de risco proposto para a rede básica, apresentado na Seção 3.0, o sistema elétrico que atende o Estado do Paraná é inicialmente analisado sob diferentes enfoques da análise de confiabilidade probabilística conforme descrito nesta seção. Considerando a base de dados do ciclo do PAR 2007-2009 [4], duas bases distintas de dados estocásticos [5,6] e o programa NH2 [7], são apresentados na seqüência os resultados do nível de risco probabilístico dessa região.

### 2.1 Confiabilidade da Geração

A análise de confiabilidade da geração adotada nesse trabalho considera falhas apenas em unidades geradoras existentes no Paraná, até a 3ª ordem, com monitoramento dos limites de carregamento dos equipamentos de transmissão e níveis de tensão nas barras de carga. Os índices de confiabilidade são todos nulos para todas as análises processadas, indicando que as falhas de geração não provocam violações sistêmicas que provoquem corte de carga. Esse resultado de índices nulos indica a robustez do parque gerador do sistema elétrico analisado [3].

### 2.2 Confiabilidade da Transmissão e Composta de Geração e Transmissão

A análise de confiabilidade da transmissão considera falhas em linhas e transformadores com tensão primária igual superior a 230 kV do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná. A análise de confiabilidade composta de geração e transmissão considera falhas nos equipamentos de transmissão e nas unidades geradoras dessa região.

#### 2.2.1 Casos Processados

Foram processados 4 casos para cada patamar de carga, pesada, média e leve do ciclo do PAR 2007-2009:

- a) Caso 1: considera as seguintes premissas: somente falhas de transmissão; casos-bases referência do PAR [4]; base de dados do SIN [5], para equipamentos de tensão de 500 kV, e da Copel [6], para equipamentos de tensão de 230 kV; método de simulação: enumeração de estados, com contingências até a 2ª ordem (duplas); limites de curta duração (emergência) para carregamento e tensão; e controles ativos de comutação de tapas de transformadores e redespacho de potência ativa e reativa nas usinas existentes na região em análise.
- b) Caso 2: idem ao anterior, porém nesse caso contemplando apenas a base de dados estatísticos do SIN [5]
- c) Caso 3: idem ao Caso 1, exceto pelas falhas, em que são consideradas também as de geração, permitindo a análise composta de geração e transmissão.
- d) Caso 4: idem ao Caso 3, em que o método de simulação utilizado é a simulação Monte Carlo em substituição ao método de enumeração de estados.

#### 2.2.1 Composição Anual dos Índices

Para a composição anual dos índices adota-se as proporções de ocorrência dos patamares de carga mostradas na Tabela 1, de acordo com instrução operativa do ONS [8]. Nessa instrução, são identificados 4 patamares de carga, pesada, média, leve e mínima, e suas respectivas ocorrências em cada mês do ano, estratificadas por horário e que foram aplicados ao ano de 2006. Como não foi processado nenhum caso-base de carga mínima, os horários de ocorrência desse patamar de carga foram agrupados aos de carga leve.

**Tabela 1– Composição anual dos patamares de carga para o ano de 2006**

	Pesada	Média	Leve
Horas Anuais	1.204	4.308	3.248
Percentual (%)	13,7	49,2	37,1

#### 2.2.2 Resultados Obtidos

Para os casos indicados na Seção 2.2.1, os resultados obtidos são mostrados nas Figuras 1 e 2. A Figura 1 é composta através dos índices de severidade dos casos 1 de cada ano, para os patamares de carga pesada,

média e leve, multiplicados pelos fatores percentuais da Tabela 1. A Figura 2 apresenta resultados apenas para 2007, tendo sido obtidos resultados semelhantes para os demais anos do ciclo, 2008 e 2009.

### 2.2.3 Análise dos Resultados

A análise da Figura 1 permite verificar a evolução da severidade no triênio 2007-2009. Comparando o resultado dessa figura com a classificação típica dos níveis de severidade [3], conclui-se, para os todos os casos, que o sistema elétrico que atende o Estado do Paraná encontra-se no grau 1, pois está classificado entre 1 e 10 sistema-minutos, representando uma condição operativa de baixo risco.

Observa-se ainda na Figura 1 que a severidade apresenta-se no período 2007-2009, com uma leve redução, mas caracterizando um sistema com baixíssimo risco de corte de carga e lentamente se aproximando do grau zero, pois está da ordem de 2 sistema-minutos. Enquanto isso, a carga registra um crescimento entre 3,7 a 4,1 % ao ano.

As expansões previstas ao longo do triênio, mesmo que não reduzam drasticamente a possibilidade de corte de carga, uma vez que para isso deveriam ser duplicadas as linhas de 230 kV que atendem consumidores da rede básica, evitam que o corte de carga ocorra em contingências que não estejam relacionadas a esses consumidores. Isso é uma informação que interessa muito aos planejadores do sistema, pois, no mínimo, deseja-se que o sistema suporte a indisponibilidade de um de seus elementos sem provocar o corte de carga, que é a característica principal do sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná [3].

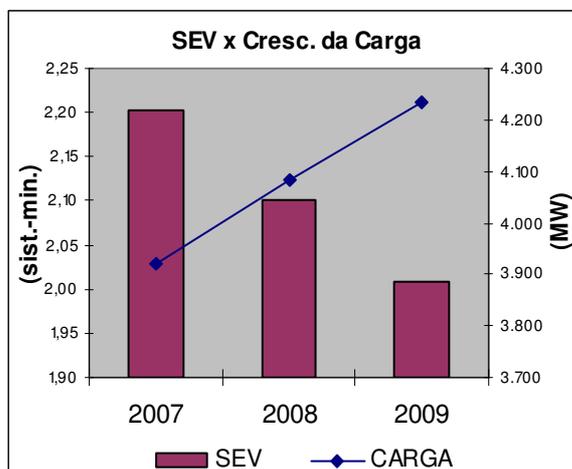


Figura 1 – Evolução da severidade 2007-2009

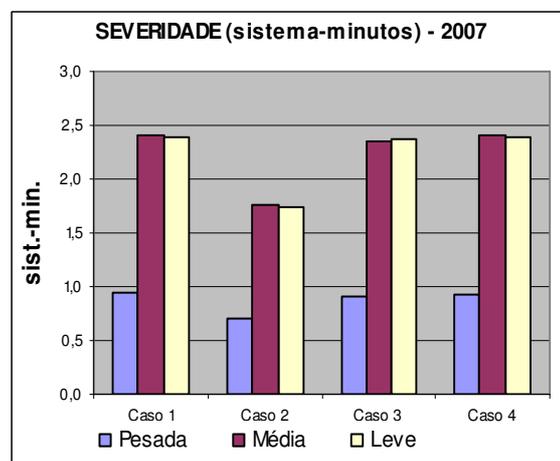


Figura 2 – Índice severidade de 2007

Adicionalmente, a composição dos índices representados pelas Figuras 1 e 2, deve-se basicamente à interrupção de consumidores da rede básica atendidos por elementos simples radiais. Outra consequência desse fato é o valor maior da severidade para os patamares de carga média e leve em relação ao de pesada, devido à característica horazonal desses consumidores. Se forem desconsideradas as falhas das linhas que atendem esses consumidores, pode-se considerar que o sistema está no grau zero, ou seja, condição operativa de baixíssimo risco. Todas as subestações da rede básica no Estado do Paraná são atendidas por, no mínimo, dois circuitos e quase todas as subestações de fronteira têm dois transformadores de 230/138 ou 230/69 kV, em que a contingência simples de um deles raramente implica em corte de carga por violações no remanescente, pois os sistemas de 69 e 138 kV formam redes que conseguem redistribuir o fluxo, minimizando o impacto da contingência [3].

Um dos principais objetivos propostos para este estudo foi a comparação entre bases de dados distintas e que é muito bem evidenciada pelos casos 1 e 2, cujos resultados são apresentado na Figura 2. A taxa de falha por quilômetro da base de dados do SIN para linhas de 230 kV é um pouco superior à taxa das linhas de 230 kV Copel e, por outro lado, o tempo médio de reparo da base de dados do SIN é menos da metade que o tempo da base de dados da Copel para esses mesmos equipamentos. No caso dos transformadores de fronteira, tanto a taxa como o tempo da base de dados da Copel Transmissão é um pouco inferior às taxas de transição de estados da base de dados do SIN. Assim, dependendo da participação de cada tipo de equipamento na composição dos índices, são esperados resultados diferentes entre as bases de dados, o que de fato ocorreu, conforme discutido a seguir.

Os índices de corte de carga quando se utiliza somente a base de dados do SIN, caso 2, são todos inferiores quando comparados aos índices do caso 1, em que os equipamentos da Copel são modelados com taxas próprias. O que ocorre é que as linhas de 230 kV têm uma participação muito maior que os transformadores de

fronteira na composição dos índices. Esses resultados ressaltam a importância da utilização da base de dados que melhor caracteriza o sistema sob análise, sob pena de se produzir resultados que levem a conclusões e decisões equivocadas, em que se questionará não somente os resultados, mas também a relevância da metodologia empregada [3].

Como anteriormente informado, o caso 1 considera apenas falhas de transmissão e o caso 3, de geração e transmissão. Ao se analisar a Figura 2, observa-se que os resultados são praticamente idênticos. Isso se deve ao fato que as falhas de geração não provocam violações no sistema, conforme já apontado na Seção 2.1, e, mesmo que combinadas com falhas de transmissão, não estabeleceram estados operativos que não atendem os critérios adotados. Os casos 3 e 4 referem-se à confiabilidade composta de geração e transmissão, com diferença apenas no método de simulação empregado: enumeração de estados (caso 3) e simulação Monte Carlo (caso 4). Observa-se que os resultados são bastante similares, validando os resultados de ambas as simulações. A diferença, basicamente, encontra-se no número de contingências necessárias para se produzir tais resultados: enquanto que para a enumeração de estados foram processadas 8.755 contingências, para a simulação Monte Carlo foram 2 milhões, que tem um impacto direto no tempo de processamento: 5 minutos (caso 3) x 4 horas e 13 minutos (caso 4). Desta forma, deve-se ter um cuidado especial quando da escolha do método de simulação, sobretudo quando o tempo de processamento é um elemento preponderante [3].

### 2.3 Confiabilidade da Distribuição e Composta de Geração, Transmissão e Distribuição

A análise de confiabilidade da distribuição proposta considera falhas em linhas e transformadores com tensão primária igual 69 e 138 kV do sistema elétrico que atende o Estado do Paraná. A análise de confiabilidade composta de geração, transmissão e distribuição, por sua vez, considera falhas nos equipamentos geração e transmissão, conforme descrito na Seção 2.2, associadas às falhas de distribuição.

#### 2.3.1 Casos Processados

Foram processados 4 casos para cada patamar de carga, pesada, média e leve do ciclo do PAR 2007-2009 para essa análise, sendo esses idênticos àqueles apresentados na Seção

#### 2.3.2 Resultados Obtidos

Os resultados dessa análise referente aos 4 casos processados são apresentados nas Figuras 3 e 4. A Figura 3 é composta pelos índices de severidade dos casos 1 de cada ano, para os patamares de carga pesada, média e leve, multiplicados pelos fatores percentuais da Tabela 1. A Figura 4 apresenta resultados apenas para 2007, sendo que os demais anos do ciclo, 2008 e 2009, obteve-se resultados semelhantes.

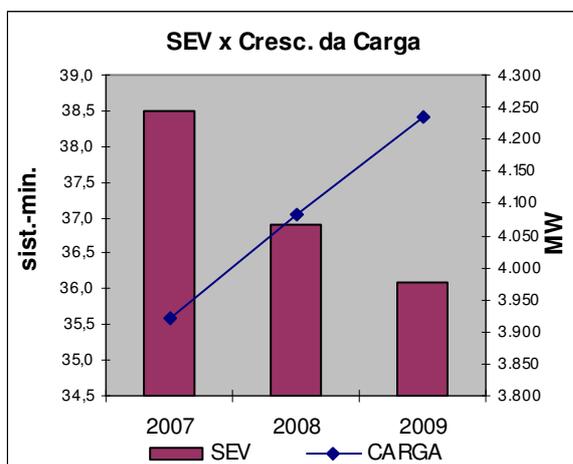


Figura 3 – Evolução da severidade 2007-2009

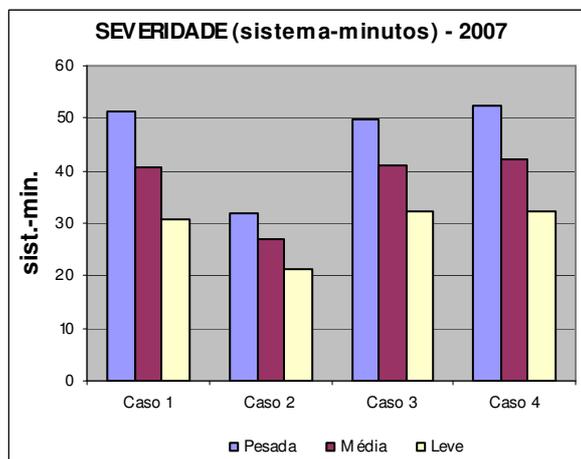


Figura 4 – Índice severidade de 2007

#### 2.3.3 Análise dos Resultados

De acordo com a Figura 3, para os casos 1, patamares de carga pesada, média e leve, o sistema de distribuição de 69 e 138 kV que atende o Estado do Paraná encontra-se no grau 2, pois a severidade encontra-se entre 10 e 100 sistema-minutos, representando uma condição operativa de risco médio. De maneira geral, a severidade desse sistema de distribuição, para todos os casos processados, deve-se basicamente ao ilhamento, entre 70 e 100% da composição final dos índices, devido, sobretudo, à interrupção de consumidores e subestações atendidos através de circuitos radiais simples ou derivação. As formas das curvas dos casos 1 a 4 da Figura 4 são semelhantes, em que a severidade da carga pesada é superior à severidade dos patamares de carga média e leve, diferente do que ocorreu com a análise da confiabilidade da transmissão, descrita na Seção 2.2. Muito

embora na formação desse índice a interrupção de consumidores atendidos radialmente por linhas de 69 e 138 kV seja elevada, não é superior à interrupção de carga das subestações de carga, em que normalmente o patamar de carga nível mais elevado é o de carga pesada, justificando o índice severidade mais elevado para esse patamar. De acordo com [5] e [6], a taxa de falha e o tempo médio de reparo para linhas de 138 kV da base de dados do SIN são menores que as taxas da base de dados da Copel e isso se reflete diretamente na formação dos índices, que se reduzem sensivelmente no caso 2 em relação ao caso 1. Assim, registra-se a importância em se ter dados estatísticos que representem mais fielmente o desempenho do sistema sob análise. A comparação dos resultados da confiabilidade da distribuição (Caso 1) com os da confiabilidade composta de geração, transmissão e distribuição (Caso 3) são bastante semelhantes. Isso ocorre devido à preponderância das falhas da distribuição. De fato, como mostram as Figuras 1 e 2, a severidade da transmissão é da ordem de 2 minutos e a da distribuição, 36 minutos.

Ao se analisar a severidade das simulações Monte Carlo de confiabilidade composta do Caso 4 da Figura 4 com os resultados do Caso 1 verifica-se que os mesmos são da ordem de 2% superior. Uma possível justificativa para esse fato é que são capturados estados na confiabilidade composta, sobretudo de transmissão e distribuição, resultando na elevação do risco do sistema. Outro dado bastante importante é a rápida convergência da simulação Monte Carlo da confiabilidade da distribuição em relação às simulações Monte Carlo da confiabilidade da transmissão, que, para essas últimas, foram necessárias 2 milhões de contingências para se obter resultados para uma precisão da PPC e da EPNS da ordem de 4%. E quando se considera a distribuição, foram necessárias em torno de 200 mil contingências. Assim, é possível concluir que a simulação Monte Carlo tem mais facilidade de convergência nas análises de sistemas que apresentam corte de carga, sobretudo, devido às contingências simples do que em sistemas mais robustos.

### 3.0 - CRITÉRIO PROBABILÍSTICO PARA ANÁLISES DE INTERVENÇÕES PROGRAMADAS NA REDE BÁSICA

#### 3.1 Seleção de Indisponibilidades

Foram selecionadas algumas das principais indisponibilidades que podem ocorrer no sistema de transmissão que atende o Estado do Paraná e se associadas a outras contingências podem provocar cortes de carga, tendo por base os dados apresentados em [9]:

- a) Um Transformador 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba.
- b) Um Transformador 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina.
- c) Linha de transmissão 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias.
- d) Linha de transmissão 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho.
- e) Linha de transmissão 230 kV Uberaba – Umbará.
- f) Linha de transmissão 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Eletrosul).

Considerando-se a indisponibilidade individual de cada uma dos seis equipamentos citados nos itens de “a” a “f” anteriores, foram gerados 6 novos casos para a condição n-1, a partir do caso-base de carga média de 2007. As indisponibilidades definidas pelos itens “a” a “f” não são as únicas que provocam violações no sistema de transmissão que atende o Paraná. Outras indisponibilidades citadas em [9] provocam também violações, mas são consideradas menos críticas. Entretanto, ao se considerar as contingências mais críticas, acredita-se estar avaliando as piores condições de atendimento.

#### 3.2 Resultados Obtidos

Através da análise de confiabilidade do sistema de transmissão do Paraná foram obtidos os resultados mostrados na Tabela 2, considerando: possibilidade de falhas em linhas de transmissão e transformadores de tensão primária igual ou superior a 230 kV (124 elementos); limites de carregamento nominal e de emergência desses equipamentos; configuração de 2007; programa NH2; método de simulação por enumeração de estados e a base de dados estatística de [5] e [6].

**Tabela 2 - Índice Severidade, considerando limites nominais de carregamento e emergência [3]**

Configuração do Sistema	Limites nominais		Limites de emergência	
	S (minutos)	Diferença S (minutos)	S (minutos)	Diferença S (minutos)
Caso-base referência (média 2007)	7,4871	0,0	2,1972	0,0
Caso 1 – Um TR 525/230 kV – 672 MVA – SE Curitiba	20,6888	13,2017	2,2016	0,0044
Caso 2 – Um TR 525/230 kV – 672 MVA – SE Londrina	7,5028	0,0156	2,2032	0,0060
Caso 3 – LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	7,4891	0,0020	2,1977	0,0005
Caso 4 – LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho	20,7497	13,2626	5,2877	3,0905
Caso 5 – LT 230 kV Uberaba – Umbará	7,7593	0,2721	2,3121	0,1149
Caso 6 – LT 230 kV Londrina (Copel) – Londrina (Esul)	19,4763	11,9891	4,5895	2,3923

A Tabela 2 mostra os resultados da análise de confiabilidade em relação ao índice severidade em 7 diferentes configurações do sistema, para o patamar de carga média de 2007. A primeira configuração é a do caso-base de referência. De acordo com a Tabela 2, a severidade do caso-base é da ordem de 7,5 minutos, considerando limites nominais de carregamento, que corresponde ao grau 1, que sinaliza uma condição operativa de baixo risco. Caso sejam considerados os limites de emergência, o valor da severidade se reduz a aproximadamente 2,2 minutos, também grau 1. Para os casos de 1 a 6, um dos elementos indicados foi removido do caso-base e a análise de confiabilidade foi novamente processada. A coluna “S” indica a severidade total do sistema considerando esse elemento removido. A coluna “Diferença S” é a diferença entre o valor da severidade dos casos 1 a 6 e o resultado do caso-base. Essa coluna, portanto, mostra a contribuição na severidade do sistema devido à remoção do circuito do caso-base. Assim, de acordo com essa coluna para limites nominais, as indisponibilidades mais críticas são a da LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho e do TR 525/230 kV da SE Curitiba, que acrescentam em torno de 13,2 minutos à severidade do sistema. Os resultados apresentados na Tabela 2 dão suporte ao método probabilístico proposto nesse trabalho para o planejamento da operação. O método é detalhado na Seção 3.3 a seguir, e contempla as intervenções programadas na rede básica, e se apresenta como uma alternativa ao atual critério determinístico n-2.

### 3.3 Critério de Nível de Risco Probabilístico para o Planejamento da Operação

Para um melhor entendimento do critério probabilístico proposto neste trabalho é apresentado primeiramente o critério determinístico n-2, adotado atualmente pelo ONS, representado pela Figura 5. A Figura 5 apresenta, de um modo bastante simples, o atual critério determinístico adotado pelo ONS, para a análise e aprovação de desligamentos programados. Após uma triagem da solicitação de um dado desligamento de uma empresa transmissora, o ONS processa a análise do desligamento, considerando, entre outros: patamar de carga, cenário de intercâmbio, despacho de máquinas, desligamentos aprovados, limites nominais de carregamento, etc. (bloco 1, Figura 5), que determinam o caso-base. Quando o elemento solicitado para manutenção é removido do caso-base, são verificadas ocorrências de violações no sistema (bloco 3, Figura 5). Se existem violações, algumas medidas operativas podem ser testadas, como um pequeno redespacho que não interfira, sobretudo, no cenário intercâmbio, alterações no controle de tensão ou remanejamento de carga. Se as violações ainda persistem, o desligamento é rejeitado (bloco 5, Figura 5). Caso contrário, se as medidas operativas são suficientes ou não existem violações quando o elemento é removido do caso-base, análises de contingências simples são processadas. Essas análises consideram o elemento já removido do caso-base e limites de carregamento de emergência (bloco 6, Figura 5) e correspondem às análises n-2. Caso nenhuma dessas análises n-2 simples cause violações ou se essas violações podem ser mitigadas pelas medidas operativas já descritas, o desligamento é aprovado (bloco 10, Figura 5). Caso contrário, o desligamento é rejeitado (bloco 5, Figura 5). Como pode ser observado, esse critério adotado pelo ONS é rígido e não admite nenhuma flexibilidade da metodologia, uma vez que todas as contingências são consideradas com a mesma probabilidade de ocorrência. Não há distinção se a contingência é relativa a uma linha de longa ou curta extensão, nível de tensão ou tipo do equipamento (linha, transformador, disjuntor, etc). A consequência principal é aprovação de desligamentos para o patamar de carga leve, sobretudo. Para contornar esse problema e permitir mais desligamentos no patamar de carga média diurna de dias úteis, sem, contudo, reduzir drasticamente a segurança e confiabilidade do sistema, é proposto o seguinte critério probabilístico, descrito a seguir, representado pela Figura 6.

De acordo com a Figura 6, considerando as mesmas observações já descritas para a formação do caso-base para o critério determinístico, é processada a análise de confiabilidade pelo método de enumeração de estados (bloco 1, Figura 6). Se a severidade do sistema for superior a 10 minutos, o desligamento é rejeitado (bloco 3, Figura 6). Caso contrário, a análise de confiabilidade é processada novamente, considerando o elemento removido do caso-base e limites de emergência (bloco 4, Figura 6). Se a severidade do sistema for incrementada em mais de 1 minuto, algumas medidas operativas podem ser testadas para as contingências mais críticas (bloco 6, Figura 6). Se essas medidas não conseguirem reduzir o incremento da severidade a um valor inferior a 1 minuto, o desligamento é rejeitado (bloco 3, Figura 6). Caso contrário, o desligamento é aprovado. De acordo com a Tabela 2, a severidade do sistema é de 7,5 minutos e o critério descrito permite que esse valor, considerando os desligamentos, atinja 10 minutos, pois esse é o limite do grau 1. Assim, evita-se que o sistema atinja um novo grau de risco operativo, preservando-se a segurança e confiabilidade. O valor de 1 minuto foi utilizado por ter sido considerado adequado para as indisponibilidades analisadas. Atualmente, todas as solicitações de desligamento dos equipamentos definidos na Seção 3.1 são indeferidas pelo ONS para o patamar de carga média diurna de dias úteis, devido ao critério determinístico n-2. Entretanto, se fosse adotado o critério de risco probabilístico sugerido, de acordo com as diferenças do índice severidade apontadas na Tabela 2, os seguintes desligamentos seriam liberados para o patamar de carga média diurna de dias úteis em 2007: um TR 500/230 kV da SE Londrina, LT 500 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias e LT 230 kV Uberaba – Umbará. Desta forma, seria possível atender os anseios das transmissoras, que é o de viabilizar mais desligamentos durante a carga média, e não seriam impostos níveis de risco de operação elevados ao sistema [3].

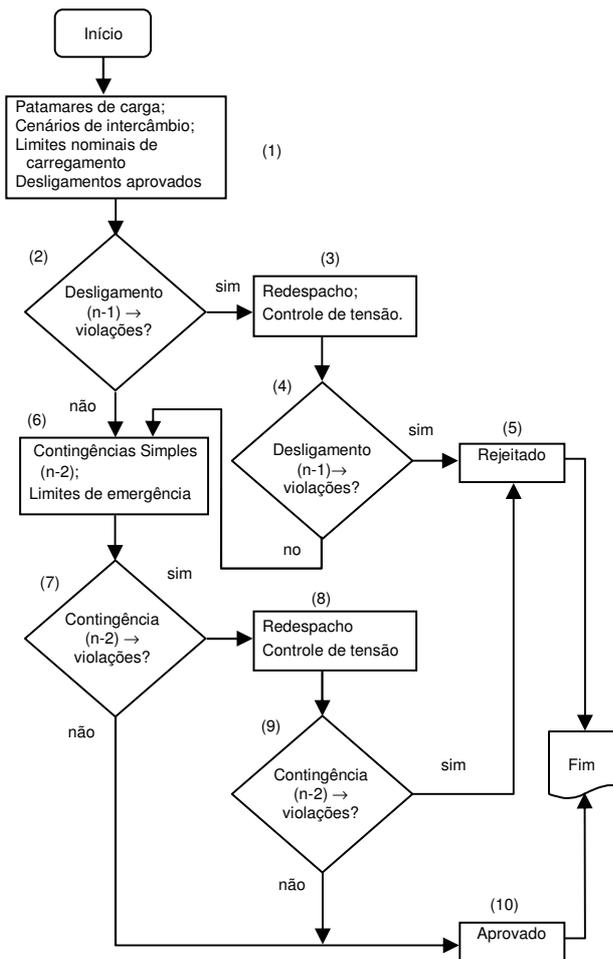


Figura 5 – Atual critério determinístico n-2

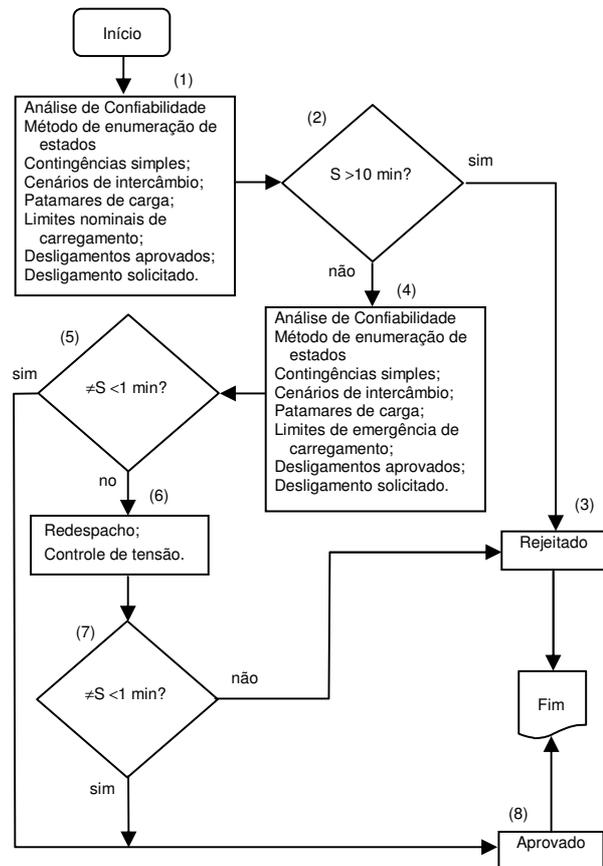


Figura 6 – Critério probabilístico proposto

#### 4.0 - ANÁLISE DE CONFIABILIDADE APLICADAS AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Apesar da demonstração da possibilidade de aplicação de critério probabilístico no planejamento da operação, descrito na Seção anterior, são poucos os estudos divulgados relativos à essa etapa de planejamento que utilizam e demonstram como as técnicas probabilísticas podem ser incorporadas no dia-a-dia da operação. Essas análises facilitam e agilizam a tomada de decisões e podem ser processadas, inclusive, em tempo real, devido à rapidez do processamento. A subestação Cascavel, na região oeste do estado do Paraná, conta, atualmente, com três autotransformadores trifásicos 230/138/13,8 kV – 150/150/60 MVA. Devido ao atraso, sobretudo, da SE Foz do Iguaçu Norte, em Foz do Iguaçu, os transformadores da SE Cascavel, começaram a apresentar sobrecarga em regime normal de operação no final de 2007. A Figura 7 ilustra o carregamento apresentado por esses transformadores em 29/10/2007, com sobrecarga entre as 14 e 16h. Para aliviar essa sobrecarga em regime normal de operação, a área de estudos elétricos da Copel propôs três alternativas considerando abertura de linhas de 138 kV [10]:

- Alternativa 1: Assis Chateaubriand – Umuarama e Cascavel – Toledo.
- Alternativa 2: Marechal Cândido Rondon – Toledo e Assis Chateaubriand – Pinheiros.
- Alternativa 3: Foz do Chopim – Quedas do Iguaçu, Francisco Beltrão – Realeza e Dois Vizinhos – Francisco Beltrão.

De acordo com a Figura 8, a comparação entre alternativas 1, 2 e 3, para controle do carregamento dos autotransformadores 230/138 kV da SE Cascavel, do ponto de vista da análise de risco probabilístico, indica que a alternativa 1 é aquela que implica em menor acréscimo do risco probabilístico do sistema e é aproximadamente igual ao caso-base, ou 70 minutos. No caso da alternativa 2, a severidade é da ordem de 77 minutos e a alternativa 3, 82 minutos. Dessa forma, do ponto de vista de risco probabilístico, o desligamento das LTs 138 kV Cascavel – Toledo e Assis Chateaubriand - Umuarama é a melhor opção para o controle de carregamento dos ATFs 230/138 kV da SE Cascavel em relação às outras duas alternativas. Essa medida acabou sendo adotada posteriormente quando da repetição dessa ocorrência.

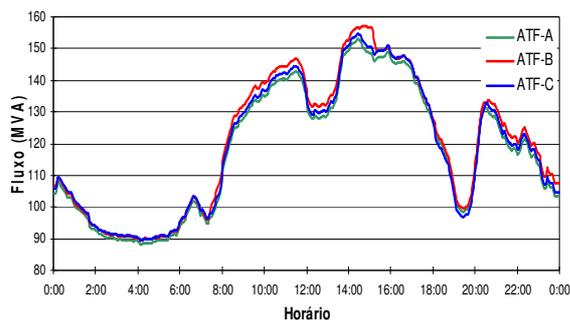


Figura 7 – Carregamento nos ATFs 230/138 kV SE Cascavel – 29/10/2007

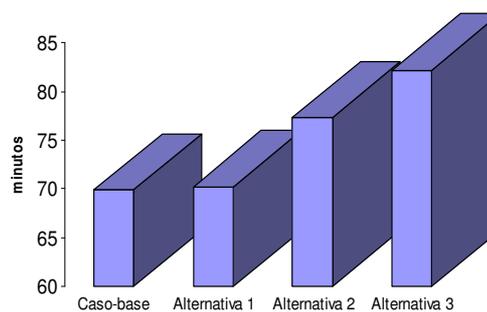


Figura 8 – Índice severidade das alternativas da ocorrência 1

## 5.0 - CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou resultados inéditos relativos à análise de confiabilidade probabilística, utilizando o sistema elétrico que atende o Estado do Paraná como sistema-teste. Esses resultados estabeleceram parâmetros que dão suporte a proposta desse artigo de apresentar uma alternativa mais atraente do que o atual critério n-2, adotado pelo ONS no planejamento da operação, proposta essa baseada em um critério de nível de risco probabilístico para o sistema elétrico.

A principal contribuição da nova metodologia é permitir que determinados desligamentos que hoje não são aprovados pelo ONS possam ser executados na carga média diurna de dias úteis, sem que o sistema seja submetido a um nível de risco elevado. Acredita-se que, utilizando o critério sugerido, seja possível encontrar um equilíbrio entre as diferentes necessidades dos agentes do sistema e, principalmente, do consumidor.

Adicionalmente, foi apresentada uma ocorrência nesse mesmo sistema do Paraná, em que a tomada de decisão entre as alternativas avaliadas foi realizada através da análise de confiabilidade probabilística, utilizando o índice severidade. Os resultados apresentados corroboram a aplicação da ferramenta no planejamento da operação e, até em tempo real, devido à rapidez do processamento.

Assim, esse artigo espera colaborar com a importante tarefa de divulgação das potencialidades das técnicas probabilísticas, mostrando que estas podem ser aplicadas até mesmo em tempo real, auxiliando na tomada de decisões. Adicionalmente, ao propor uma nova metodologia para intervenções na rede básica, fundamentada em análises de um sistema real, espera-se que possa subsidiar as discussões acerca desse assunto, permitindo a quebra de paradigma relativa à adoção de critérios probabilísticos no planejamento da operação.

## 6.0 - AGRADECIMENTO

Parte deste trabalho contou com o apoio do CNPq.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] RAMOS, D. S; MOROZOWSKI F<sup>o</sup>, M.; SCHILLING, M. T. *Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos – Pontencialidades e Experiência de Aplicação VIII SNPTEE* – São Paulo – Maio, 1986.
- [2] SCHILLING, M. Th.; MARTELOTTA SOARES, N. H.; LUZ, J. C. F – *Discernimento de Indicadores de Risco – ELETROEVOLUÇÃO*, nº 13, pp. 30-88, Setembro – 1998.
- [3] LIMA, J. M.– *Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema Elétrico que Atende o Estado do Paraná* – Dissertação de Mestrado apresentada no Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da UFPR – Maio – 2007. <http://www.eletrica.ufpr.br/ppgee/disserta.html>
- [4] [http://www.ons.org.br/plano\\_ampliacao/casos\\_refer\\_regime\\_permanente.aspx](http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/casos_refer_regime_permanente.aspx)
- [5] ONS/UFSC. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN. Desenvolvimento de uma Base de Dados Aplicada a Estudos de Confiabilidade Para Sistemas de Geração e Transmissão*, Volume I, Julho, 2006.
- [6] BICHELS, A; LÓPEZ, R. J. A. *Atualização dos Dados Estatísticos de Falhas das Linhas de Transmissão e dos Transformadores da Copel – 1981/1997 CPL/CNET 36/98*, Dezembro, 1998
- [7] CEPEL. *Manual do Programa NH2, Versão 7.3*, Fevereiro, 2005.
- [8] Instrução Operativa ONS IO-ON.S.2PR, de 07/11/2006
- [9] *ONS Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Quadrimestre Janeiro – Abril 2007* – Revisão 1. Relatório Técnico ONS RE-3/365/2006, Dezembro, 2006.
- [10] KOWALTSCHUK, R. e LIMA, J. M. *Avaliação de Alternativas para Redução do Carregamento dos Transformadores 230/138/13,8 kV da subestação Cascavel no Quarto Trimestre de 2007* – PTEC DPEE 44/2007 – Relatório Interno — Novembro – 2007.