

Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## **Regiões de Segurança Estática Considerando as Curvas de Capacidade de Geradores Síncronos**

**KAROLINE CLARO PEREIRA SILVEIRA**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Rio de Janeiro  
Agosto de 2012

Silveira, Karoline Claro Pereira

Regiões de Segurança Estática Considerando as Curvas de Capacidade de Geradores Síncronos/ Karoline Claro Pereira Silveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

xv, 94 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 74

1. Região de Segurança Estática. 2. Curva de Capacidade. 3. Estudos de caso. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

**Regiões de Segurança Estática Considerando as Curvas de Capacidade de Geradores  
Síncronos**

Karoline Claro Pereira Silveira

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

---

Prof.<sup>a</sup> Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

(Orientadora)

---

Prof.<sup>o</sup> Glauco Nery Taranto, Ph.D.

---

Prof.<sup>o</sup> Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL.

AGOSTO DE 2012.

*Dedico aos meus pais e minha avó Dulce  
que sempre estiveram ao meu  
lado com apoio incondicional.*

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar a Deus, por todas as pessoas que tive o prazer de conhecer e conviver até hoje.

À minha mãe Ivonete Claro Pereira e ao meu pai Mario Cesar Pereira Silveira. Sem eles nada disso seria possível. Pessoas que me ensinaram que mesmo quando tudo tende a dar errado, é possível vencer e fazer dar certo com perseverança e honestidade. Obrigada pai e mãe pelos ensinamentos de bom caráter e amor imensurável.

À minha avó Dulce Pereira Gomes pelo amor, apoio e confiança a mim dedicados.

Aos meus familiares em especial ao meu primo Rafael Augusto de Lima que sempre torceu por mim.

Ao Soni Endlich Leite por estar sempre ao meu lado durante essa batalha, mostrando-me a todo o momento que eu era mais forte do que pensava.

À família Endlich por me adotar, e com isso dedicar todo apoio sempre que possível.

Aos professores que sempre foram motivo de inspiração e exemplo em especial à professora Tatiana Mariano L. Assis, que de imediato se dedicou em me ajudar a tornar esse projeto possível.

Aos companheiros de turma que me ajudaram com os grupos de estudo e momentos de descontração.

## **Resumo**

Desde que se iniciou a transmissão de energia elétrica no mundo, a grande preocupação quanto a este tema foi a continuidade e a qualidade no atendimento à demanda. Para que esse atendimento seja efetivo é preciso que todos os quesitos de segurança sejam atendidos. No trabalho em questão, é estudada a influência da representação da curva de capacidade de cada gerador na região de segurança estática de operação do sistema elétrico. Será apresentado o passo a passo para a construção da região de segurança estática onde serão consideradas alterações nos valores de geração de potência ativa e analisados os seguintes critérios: convergência, violação de tensão, violação do fluxo nas linhas de transmissão e violação do limite máximo de geração. Após essa análise serão construídas regiões de segurança considerando as possíveis contingências como perdas de elementos do sistema. Será mostrada a influência da curva de capacidade na região de operação segura do sistema elétrico.

# Índice

1 - Introdução.....	1
1.1 – Objetivo .....	4
1.2 – Estrutura do Trabalho .....	5
2 - Avaliação da Segurança dos Sistemas de Potência.....	6
2.1 – Regiões de Segurança .....	7
2.2 – Avaliação de Segurança Estática .....	11
3 - Regiões de Segurança Estática com Curva de Capacidade de Geradores Síncronos.....	18
3.1 - Máquinas Síncronas.....	18
3.2 - Curva de Capacidade .....	23
4 – Resultados.....	28
4.1 - Dados do sistema estudado.....	28
4.2 – Ferramenta utilizada.....	32
4.3 – Cálculo das regiões de segurança estática .....	35
4.3.1 – Caso 1 .....	36
4.3.2 – Caso 2 .....	40
4.3.3 – Caso 3 .....	46
4.3.4 – Caso 4 .....	57
4.4 – Análise Comparativa.....	67
5 – Conclusões.....	72
5.1 – Considerações Gerais.....	72
5.2 – Trabalhos Futuros .....	73
6-Bibliografia .....	74
Anexo .....	75

## Índice das figuras

Figura 1 – Região de segurança de um sistema de potência. ....	7
Figura 2 – Nomogramas: (a) Grupo de geração 1 x Grupo de geração 2;(b) Grupo de geração 1 x Grupo de geração 3;(c) Grupo de geração 2 x Grupo de geração 3. ....	9
Figura 3 – Exemplo de direções tomadas para o reconhecimento dos limites da região de segurança. ....	10
Figura 4 – Esquema básico de um motor síncrono [10]. ....	19
Figura 5 – Diagrama unifilar do gerador síncrono. ....	20
Figura 6 - Diagrama Fasorial do Gerador de Polos Salientes. ....	20
Figura 7 – Diagrama fasorial do gerador subexcitada. ....	22
Figura 8 – Diagrama fasorial do gerador síncrono sobreexcitado. ....	23
Figura 9 – Diagrama Fasorial do gerador síncrono. ....	24
Figura 10 – Região de aquecimento do estator, meramente ilustrativa. ....	26
Figura 11 - Curva de Capacidade com os cinco limites indicados. ....	27
Figura 12 - Diagrama unifilar do sistema modelo. ....	29
Figura 13 – Janela de entrada de dados dos geradores individualizados no software ANAREDE. ....	33
Figura 14 – Caso 1: região de segurança (G1 x G2). ....	37
Figura 15 – Caso 1: região de segurança (G1 x G3). ....	37
Figura 16 – Caso 1: Região de segurança (G2 x G3) . ....	38
Figura 17 - Caso 1: comportamento da potência reativa do Gerador 1. ....	39
Figura 18 – Caso 1: Comportamento da potência reativa do Gerador 2. ....	39
Figura 19 – Caso 1: Comportamento da potência reativa do Gerador 3. ....	40
Figura 20 – Caso 2: região de segurança (G1 x G2). ....	41
Figura 21 – Caso 2: região de segurança (G1 x G3). ....	42
Figura 22 – Caso 2: região de segurança (G2 x G3). ....	42
Figura 23 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 1. ....	43
Figura 24 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 2. ....	44
Figura 25 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 3. ....	44
Figura 26 - Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2. ....	45
Figura 27 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2. ....	45
Figura 28 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2. ....	46
Figura 29 - Curva de capacidade do Gerador 1. ....	47
Figura 30 - Curva de capacidade do Gerador 2. ....	47
Figura 31 - Curva de capacidade do Gerador 3. ....	47
Figura 32 – Caso 3: região de segurança (G1 x G2). ....	49
Figura 33 – Caso 3: região de segurança (G1 x G3). ....	49
Figura 34 – Caso 3: região de segurança (G2 x G3). ....	50
Figura 35 – Caso 3: comportamento da potência reativado Gerador 1. ....	52
Figura 36 – Caso 3: comportamento da potência reativa do Gerador 2. ....	53
Figura 37 – Caso 3: comportamento da potência reativa do Gerador 3. ....	53



Figura 38 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	54
Figura 39 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	55
Figura 40 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	55
Figura 41 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	56
Figura 42 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	56
Figura 43 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	57
Figura 44 – Caso 4: região de segurança (G1 x G2). ....	58
Figura 45 – Caso 4: região de segurança (G1 x G3). ....	58
Figura 46 – Caso 4: região de segurança (G2 x G3) . ....	59
Figura 47 – Caso 4: comportamento da potência reativa do Gerador 1. ....	61
Figura 48 – Caso 4: comportamento da potência reativa Gerador 2. ....	62
Figura 49 – Caso 4: comportamento da potência reativa Gerador 3. ....	62
Figura 50 – Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4. ....	63
Figura 51 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4. ....	63
Figura 52 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4. ....	64
Figura 53 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	64
Figura 54 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	65
Figura 55 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	65
Figura 56 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	66
Figura 57 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	66
Figura 58 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12. ....	67
Figura 59 - Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 1 e o Caso 3. ....	67
Figura 60 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso. ....	68
Figura 61 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 3. ....	68
Figura 62 – Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4. ....	69
Figura 63 – Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4. ....	69
Figura 64 – Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4. ....	70
Figura 65 - Nomogramas G1 x G2 : comparação dos quatro casos. ....	70
Figura 66 - Nomogramas G1 x G3 : comparação dos quatro casos. ....	71
Figura 67 - Nomogramas G2 x G3 : comparação dos quatro casos. ....	71
Figura 68 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 1. ....	75

Figura 69 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 1. ....	76
Figura 70 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 1. ....	76
Figura 71 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 2. ....	77
Figura 72 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 2. ....	77
Figura 73 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 2. ....	78
Figura 74 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 3. ....	78
Figura 75 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 3. ....	79
Figura 76 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 3. ....	79
Figura 77 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 4. ....	80
Figura 78 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 4. ....	80
Figura 79 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 4. ....	81
Figura 80 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 5. ....	81
Figura 81 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 5. ....	82
Figura 82 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 5. ....	82
Figura 83 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 6. ....	83
Figura 84 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 6. ....	83
Figura 85 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 6. ....	84
Figura 86 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 7. ....	84
Figura 87 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 7. ....	85
Figura 88 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 7. ....	85
Figura 89 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 8. ....	86
Figura 90 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 8. ....	86
Figura 91 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 8. ....	87
Figura 92 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 9. ....	87
Figura 93 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 9. ....	88
Figura 94 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 9. ....	88
Figura 95 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 10. ....	89
Figura 96 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 10. ....	89
Figura 97 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 10. ....	90
Figura 98 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 11. ....	90
Figura 99 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 11. ....	91
Figura 100 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 11. ....	91
Figura 101 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 12. ....	92
Figura 102 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 12. ....	92
Figura 103 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 12. ....	93

## Índice das tabelas

Tabela 1 - Dados das barras de um sistema elétrico.....	11
Tabela 2 - Dados das barras do sistema com a barra de referência.....	29
Tabela 3 - Dados das do sistema sem a barra de referência.....	30
Tabela 4 - Dados dos geradores do sistema de nove barras.....	30
Tabela 5 - – Potência ativa e reativa gerados no caso base sem curva de capacidade.....	31
Tabela 6 – Valores de máximos e mínimos de potência reativa e valores de máximos de potência ativa sem curva de capacidade.....	31
Tabela 7 – Valores mínimos, gerados e máximos de potência reativa com curva de capacidade.....	31
Tabela 8 – Valores máximos de potência ativa sem e com a curva de capacidade dos geradores.....	32
Tabela 9 - Direções adotadas para construir a região de segurança.....	36
Tabela 10 – Caso 1: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).....	36
Tabela 11 – Caso 1: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).....	38
Tabela 12 – Caso 2: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).....	41
Tabela 13 – Caso 2: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).....	43
Tabela 14 – Caso 3: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).....	48
Tabela 15 – Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 1).....	50
Tabela 16 - Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 2).....	51
Tabela 17 - Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 3).....	51
Tabela 18 – Caso 3: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).....	52
Tabela 19 – Caso 4: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).....	57
Tabela 20 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 1).....	59
Tabela 21 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 2).....	60
Tabela 22 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 3).....	60
Tabela 23 – Caso 4: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).....	61

# 1 - Introdução

O sistema elétrico brasileiro em sua quase totalidade é interligado. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do chamado Sistema Interligado Nacional – SIN [1]. Formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, o SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte, na maior parte formado por hidroelétricas e com múltiplos proprietários. Para um funcionamento adequado, o SIN precisa ser acompanhado e regulamentado. O órgão que coordena, supervisiona e controla a pré-operação, operação em tempo real e pós-operação das empresas de geração e transmissão de energia elétrica no SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O ONS trabalha para assegurar o equilíbrio entre a oferta e a demanda no curto, médio e longo prazo, priorizando a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. Dentre as funções do operador, está o controle do sistema em tempo real, do qual emanam determinações para os agentes realizarem comandos em suas instalações, tais como, a execução de intervenções, o controle de geração, o controle de tensão e a recomposição da rede após uma perturbação. Para que essas ações sejam tomadas é preciso avaliar as condições de operação em tempo real. Essa avaliação é feita com a ajuda de algumas ferramentas computacionais que serão citadas nesse trabalho, permitindo o monitoramento do sistema e a definição do estado no qual o mesmo opera. A importância de analisar o sistema e saber em que estado ele opera, dá-se em decidir qual a melhor ação para prevenir ou minimizar o risco de corte de carga, quando da ocorrência de perturbações e ainda reduzir o tempo de restabelecimento, caso o corte tenha ocorrido.

A análise do estado operativo do sistema depende fundamentalmente do processo de aquisição de dados. A aquisição de dados é feita através da implementação de um sistema no centro de controle que se comunica com estações remotas, transmitindo informações lógicas e analógicas sobre o estado atual do sistema. Um exemplo desse sistema é o *Supervisory Control and Data Acquisition* – SCADA, implementado em grande parte dos centros de controle atuais. Os dados aquisitados servem de entrada para um programa, que realiza a estimação do estado do sistema, fornecendo as tensões e fluxos em toda rede [2]. O estimador

de estado é necessário, pois não há medidores em todos os pontos do sistema e, em alguns casos, as medidas existentes contêm erros ou estão indisponíveis.

Conhecendo o estado operativo do sistema, o operador pode realizar então uma série de estudos, que têm como objetivo determinar restrições de carga, operação e segurança do sistema. As restrições de carga (equações do fluxo de carga) são as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga, bem como nas barras de geração. Já as restrições de operação representam os limites impostos às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e às injeções de potência reativa nas barras de geração. Finalmente, as restrições de segurança estão associadas a um conjunto de contingências pré-estabelecidas que o sistema deve suportar sem que haja danos severos à operação. De acordo com as restrições de carga, operação e segurança, pode-se então definir os quatro estados de operação: seguro, alerta, emergência e restaurativo [2].

No estado seguro, o sistema atende às três restrições ao mesmo tempo. Não há violações dos limites das injeções de potências ativa e reativa nas barras de carga e geração, as tensões nodais e fluxos de potências das linhas e transformadores também se encontram dentro dos limites pré-estabelecidos e o sistema está preparado para operar diante das possíveis contingências listadas. Ou seja, o sistema supre a carga total demandada com todos esses quesitos atendidos.

No estado de alerta, nem todas as restrições de segurança são obedecidas, embora o sistema ainda atenda às restrições de carga e operação. Mesmo atendendo a carga total demandada, o sistema não está preparado para suportar uma contingência. É comum que o sistema esteja operando em um estado seguro, sofra uma contingência e passe a operar no estado de alerta. Neste caso, a ocorrência de determinadas contingências pode levar o sistema do estado de alerta para o estado de emergência.

O sistema entra em estado de emergência quando não atende mais às restrições de operação, citadas acima. Isso pode se dar devido à ocorrência de uma contingência não prevista ou até mesmo o desligamento de um ou mais equipamentos após a ocorrência de uma perturbação listada.

O estado restaurativo é estabelecido quando ocorre o desligamento manual ou automático de parte do sistema, no intuito de tentar proteger a rede de alguma região que se

encontre em estado de emergência. Durante essa ação de recuperação pode acontecer o corte de carga ou ilhamento de uma região.

Depois de identificado o estado em que se encontra o sistema, podem ser tomadas ações para que seja reestabelecido o estado seguro de operação. Algumas medidas podem ser feitas para o deslocamento do ponto de operação, tais como o redespacho de potência ativa, o controle de taps dos transformadores, o chaveamento do banco de capacitores ou indutores e, em situações extremas, o corte de carga.

O operador do sistema utiliza modelos matemáticos e ferramentas de simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliar as condições de atendimento do sistema. Desta forma, tenta-se definir ações a serem tomadas para solucionar um problema atual ou futuro, identificar restrições operativas e determinar o melhor ponto de operação.

Ultimamente, tem-se buscado o desenvolvimento de ferramentas gráficas de visualização que auxiliem o operador na avaliação da segurança dos sistemas elétricos. No Brasil, em especial, tem-se utilizado a chamada “região de segurança”. Trata-se de um gráfico que permite identificar o ponto de operação atual juntamente com limites de segurança operativa, à medida que o redespacho de potência ativa é efetuado entre diferentes regiões do sistema. A construção e aplicação de regiões de segurança têm sido exploradas em trabalhos de pesquisa, incluindo dissertações de mestrado, tais como [3], [4] e [5]. Em [3], o autor descreve em detalhes o processo de construção deste tipo de gráfico. Em [4], uma ferramenta computacional que permite a construção automática da região de segurança é descrita.

A região de segurança pode ser obtida com base em critérios estáticos e dinâmicos. Na análise estática, é acompanhado o comportamento das tensões nas barras e dos fluxos nas linhas de transmissão e transformadores. Na análise dinâmica, vários aspectos podem ser avaliados, tais como o comportamento da estabilidade transitória e os níveis de amortecimento do sistema. O aumento no número de critérios adotados é diretamente proporcional ao aumento da confiabilidade da região de segurança.

Neste trabalho somente a análise estática será utilizada como critério para a construção da região de segurança. Neste sentido, a principal ferramenta utilizada é o estudo de fluxo de potência, que permite a determinação das tensões nodais e dos fluxos em todos os ramos do sistema.

Um dos aspectos importantes do cálculo do fluxo de potência é a consideração dos limites de potência reativa dos geradores síncronos. Usualmente, o cálculo do fluxo de potência considera limites fixos de geração de potência reativa para cada usina do sistema. Embora a adoção de limites rígidos não corresponda à realidade de operação das máquinas, essa tem sido uma prática tradicionalmente adotada. Outra maneira de considerar os limites de geração de potência reativa no cálculo de fluxo de potência é a utilização das curvas de capacidade dos geradores síncronos [6]. O uso das curvas de capacidade tem como objetivo a representação mais próxima da realidade do comportamento das unidades de geração.

Este trabalho irá apresentar um estudo novo, onde será mostrada a influência da representação das curvas de capacidade dos geradores na região de segurança do sistema elétrico. Será destacada a variação dos limites máximos e mínimos de potência reativa das máquinas para diferentes condições de operação e o impacto que isso causa na região de segurança.

## **1.1 – Objetivo**

O principal objetivo desse trabalho é estudar de forma preliminar a influência da representação das curvas de capacidade dos geradores síncronos nas regiões de segurança estática de um sistema elétrico. Para isso, serão apresentados os conceitos básicos das regiões de segurança e das curvas de capacidade dos geradores síncronos.

A influência da representação das curvas de capacidade nas regiões de segurança será feita através de um estudo em um sistema-teste, utilizando o programa ANAREDE - Programa de Análise de Redes, desenvolvido pelo CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [7].

## **1.2 – Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos de análise de segurança, região de segurança e avaliação de segurança estática dos sistemas de potência. Neste sentido, será apresentado o cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton- Raphson como ferramenta no auxílio dessa avaliação.

No Capítulo 3 é abordado o conceito de região de segurança estática com curva de capacidade dos geradores, explicando o conceito de máquinas síncronas e curva de capacidade.

O Capítulo 4 apresenta os procedimentos adotados neste trabalho para a construção da região de segurança, descreve as ferramentas utilizadas e discute os resultados obtidos.

No Capítulo 5 são encontradas as conclusões e algumas sugestões de trabalhos futuros.



## 2 - Avaliação da Segurança dos Sistemas de Potência

Atualmente, os sistemas elétricos operam cada vez mais próximos aos limites de segurança. No Brasil, especificamente, a busca pela operação econômica do sistema pode levar à operação estressada das interligações regionais. Desta forma, a avaliação da segurança tem recebido cada vez mais atenção por parte dos operadores e engenheiros.

O primeiro passo para a avaliação da segurança é o estimador de estados. Este, como próprio nome já diz, determina o estado de todo o sistema (magnitudes de tensão e ângulos). Somente será possível estimar o estado do sistema se existirem medidas em número suficiente, condição em que o sistema é dito observável [2]. Uma falha nas telemedições pode comprometer o número de medidas disponíveis para o estimador, tornando-o parcialmente observável. Nestes casos, há estratégias de contorno do problema, tais como a utilização de valores passados.

O estimador de estados possui grande importância na avaliação de segurança do sistema, pois sem ele não seria possível avaliar um sistema de grande porte, devido à impossibilidade de adquirir os dados de todas as barras do sistema. Uma vez conhecido o ponto de operação do sistema, pode-se realizar a avaliação da segurança do mesmo.

A avaliação de segurança é realizada em cada ponto de operação e é dividida em dois tipos: estática e dinâmica. Estabelecido o ponto de operação, a avaliação de segurança estática consiste em simular possíveis contingências e com isso, constatar se alguma delas irá causar violação nos limites de tensão, nos limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

A avaliação de segurança dinâmica verifica, por exemplo, problemas de estabilidade transitória após grandes perturbações na rede, tais como curtos-circuitos. Este tipo de evento pode causar grandes excursões nos ângulos das máquinas síncronas e levar o sistema à instabilidade.

Uma diferença significativa entre a avaliação estática e a dinâmica é o tempo de processamento das informações, que na segunda é maior, a avaliação dinâmica demanda maior esforço computacional devido à complexidade das equações que modelam o comportamento dinâmico do sistema.

## 2.1 – Regiões de Segurança

A região de segurança surge como uma ferramenta para o operador dos sistemas de potência. Sua construção pode agrupar técnicas de análise estática e dinâmica. Uma região de segurança que considere apenas aspectos da avaliação estática é chamada de “região de segurança estática”.

A Figura 1 ilustra o gráfico de uma região de segurança. Trata-se de um gráfico tridimensional, onde cada eixo representa o valor de potência ativa de um grupo de geração.

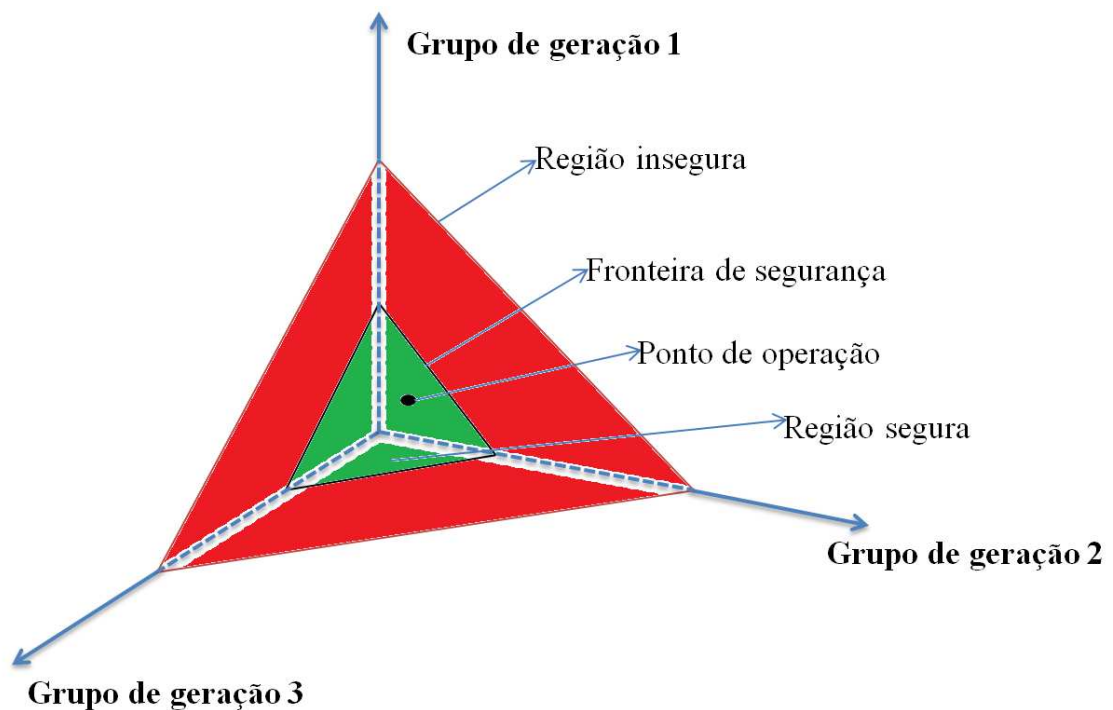


Figura 1 – Região de segurança de um sistema de potência.

Um grupo de geração pode ser formado, por exemplo, por todos os geradores de uma determinada área do sistema. As fronteiras da região de segurança são definidas para um ponto de operação, a partir do qual são estudados deslocamentos da geração para o atendimento à carga. Por exemplo, pode-se aumentar a geração de um dos grupos e reduzir nos demais. Esses deslocamentos de geração são realizados até que um dado limite seja violado. Desta forma, uma simples inspeção visual pode apontar se o ponto de operação é

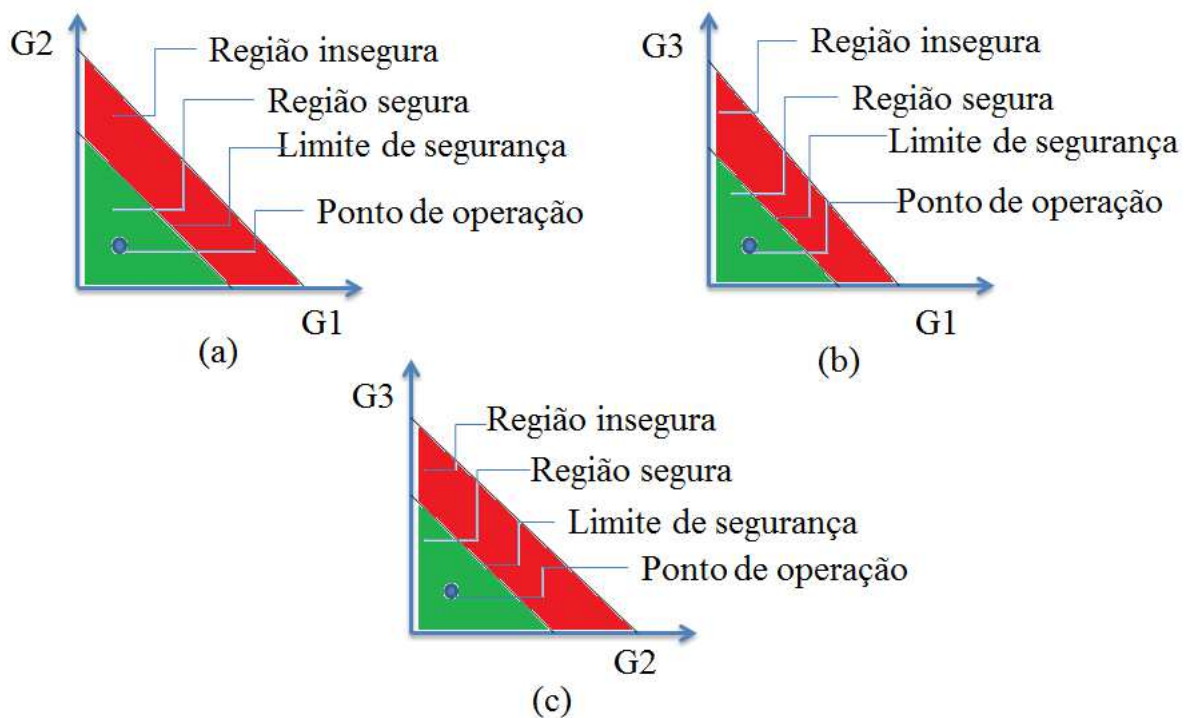
seguro ou inseguro, e o quão distante o mesmo se encontra da região segura ou insegura (margem de segurança).

Um ponto de operação localizado na região insegura apresenta algum tipo de violação, como, por exemplo, sobrecarga ou subtensão em uma barra. Por consequência, um ponto nessa região é passível de algum dano ao sistema. Assim, a região serve como um mapa para localizar os possíveis despachos de geração que atendem aos critérios de segurança da rede.

Para a construção da região de segurança é necessário, primeiramente, dividir o sistema em três grupos, definir as direções de redespacho a partir do ponto de operação inicial e definir os valores dos passos de geração considerados para uma dada direção.

O objetivo de dividir em três grupos é conhecer os limites de transferência de potência máxima e mínima entre as áreas. O agrupamento em áreas pode ajudar o operador do sistema a identificar a necessidade de reforços em pontos críticos. É possível dividir o sistema em mais do que três áreas ( $N$  áreas), porém seria preciso estudar  $N$  dimensões, o que torna mais difícil a visualização e requer um maior esforço computacional. Cada grupo pode ser formado por uma unidade geradora, um conjunto de usinas ou uma empresa, depende de qual estudo se quer realizar.

A projeção da região de segurança em cada um dos três planos que a compõem dá origem aos gráficos da Figura 2, comumente chamados de nomogramas [3].



**Figura 2 – Nomogramas: (a) Grupo de geração 1 x Grupo de geração 2;(b) Grupo de geração 1 x Grupo de geração 3;(c) Grupo de geração 2 x Grupo de geração 3.**

Para construir e estabelecer a fronteira da região de segurança é preciso deslocar o ponto de operação nas direções pré-determinadas. Isso significa alterar os valores de geração ativa de cada área do sistema, compensando nas demais, de forma a manter a carga total.

Dentro de cada grupo também é preciso definir a participação de cada gerador na soma total gerada por ele, haja vista a necessidade de se conhecer o redespacho de cada máquina, ou usina, de acordo com a participação do grupo no sistema. Podem ser adotados diversos critérios para definir a participação de um gerador no redespacho de um determinado grupo. Pode ser considerado, por exemplo, o custo de geração de cada componente do grupo, a capacidade de cada máquina ou usina, a potência gerada no caso base, etc.

A partir do caso base são escolhidas direções retilíneas no ambiente tridimensional, como pode ser visto na Figura 3. O número de direções tomadas é diretamente proporcional à credibilidade da região [8]. Entretanto, quanto maior o número de direções, maior será o esforço computacional para realizar os cálculos. É necessário um equilíbrio entre número de direções escolhidas e o tempo computacional.

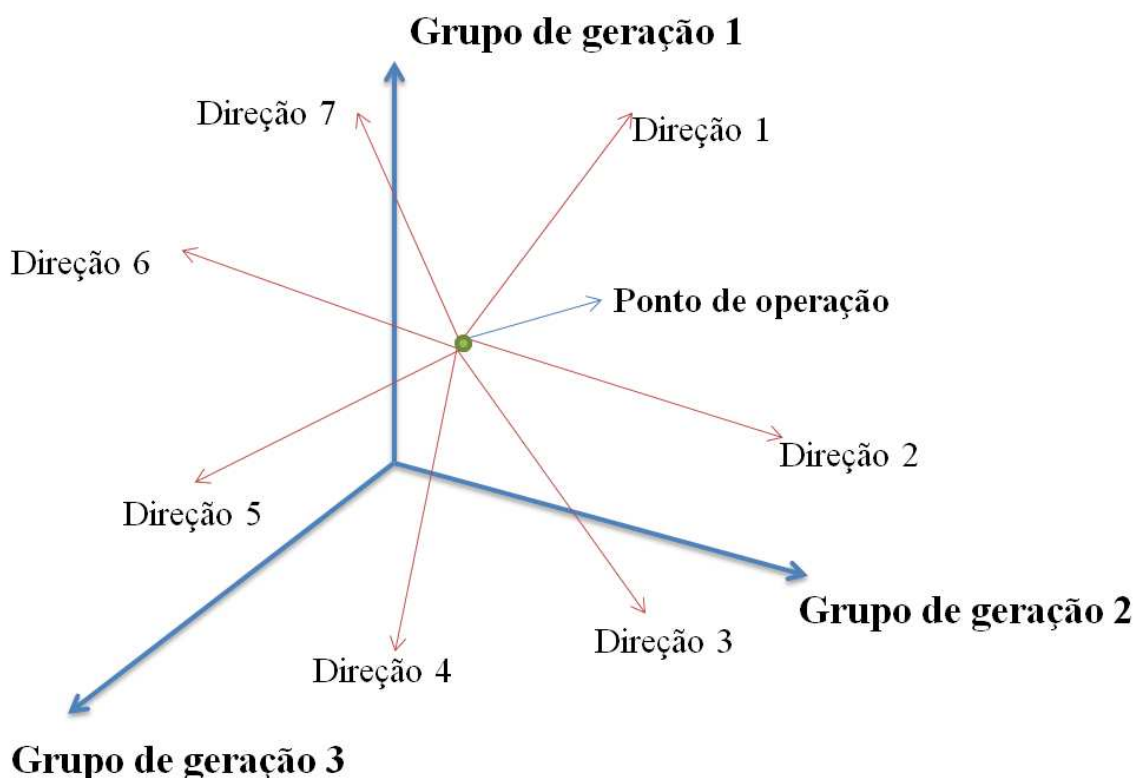


Figura 3 – Exemplo de direções tomadas para o reconhecimento dos limites da região de segurança.

Deve-se atentar também para o valor do passo dado de um ponto a outro, ao longo de uma direção, pois, quanto menor esse passo, maior a precisão da fronteira. O ideal é reduzir o passo quando ocorrer uma violação e retornar sob a direção escolhida até que seja identificada a situação limite, onde é possível operar sem violação de critérios, tornando a fronteira mais precisa.

Define-se o passo de transferência entre as áreas e são determinadas as direções tomadas a partir do caso base. Com isso, podem-se calcular os limites de segurança.

Cada ponto de operação calculado a partir do caso base é submetido a uma análise de segurança. No caso da região de segurança estática, foco deste trabalho, são verificadas as tensões e os fluxos nos circuitos. Essa verificação é feita considerando a rede completa e também em situações de contingência. Usualmente, adota-se o critério (N-1), onde o sistema deve suportar a perda simples de qualquer elemento do sistema, sem que haja violações.

## 2.2 – Avaliação de Segurança Estática

A avaliação da segurança estática de um sistema elétrico pode ser realizada com a solução do fluxo de potência da rede para a condição desejada. Do ponto de vista das regiões de segurança, cada condição estudada está associada a um dado perfil de geração (G1 x G2 x G3) e a uma contingência a ser estudada. A solução do fluxo de potência da rede fornecerá as tensões e os fluxos nos circuitos, possibilitando assim a avaliação dos critérios de segurança.

O cálculo do fluxo de potência é formulado com a representação de três tipos de barras [9]:

- Barra PV ou barra de tensão controlada – como o próprio nome diz, o módulo da tensão e as injeções de potência ativa são controlados. Comumente, as barras PV representam barras de geração.
- Barra PQ ou barra de carga – neste tipo de barras, as potências ativa e reativa são especificadas, não havendo controle de tensão.
- Barra  $V\theta$  ou barra *swing* – a barra *swing* tem o valor de tensão (módulo e ângulo) especificado. Ela é usada no fechamento das equações de potência, incorporando as perdas do sistema, as quais não são conhecidas a priori. Além disso, a barra *swing* fornece uma referência angular ao sistema.

Cada barra  $k$  do sistema está relacionada a quatro grandezas:

- $P_k$  – potência ativa;
- $Q_k$  – potência reativa;
- $V_k$  – módulo da tensão;
- $\theta_k$  – ângulo da tensão;

Para cada tipo de barra, há duas grandezas especificadas e duas grandezas calculadas, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Dados das barras de um sistema elétrico.

Tipo	Especificado	Calculado
PV	$P_k, V_k$	$Q_k, \theta_k$
PQ	$P_k, Q_k$	$V_k, \theta_k$
V $\theta$	$V_k, \theta_k$	$P_k, Q_k$

Para calcular as duas grandezas não conhecidas o sistema é considerado equilibrado, logo só é utilizada a rede de sequência positiva. Esse cálculo é baseado no modelo nodal, ou seja:

$$\dot{I} = Y_{barra} \times \dot{V}. \quad (1)$$

Onde:

- $\dot{I}$  – Vetor injeção de corrente na rede por fontes independentes.
- $Y_{barra}$  – Matriz de admitância nodal.
- $\dot{V}$  – Vetor injeção de tensão nas barras em relação à referência.

A matriz de admitância nodal ( $Y_{barra}$ ) pode ser representada por:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{ij} & \cdots & Y_{ik} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{kj} & \cdots & Y_{kk} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde os elementos da diagonal principal  $Y_{kk}$  são o somatório das admitâncias diretamente ligadas à barra  $k$  e os elementos fora da diagonal principal  $Y_{kj}$  são o negativo da soma das admitâncias que ligam as barras  $k$  e  $j$ .

As equações (3) e (4) mostram o cálculo das potências ativa e reativa, respectivamente, injetadas na barra  $k$ .

$$P_k = V_k \times [\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\}], k \in \{PQ, PV\}, \quad (3)$$

$$Q_k = V_k \times [\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos \theta_{km}\}], k \in \{PQ\} \quad (4)$$

Onde a potência ativa e reativa são resultados do desmembramento da equação do fluxo de potência na forma complexa. A identificação de cada elemento das equações (3) e (4) segue abaixo:

- $k = 1, 2, \dots, n$ , sendo  $n$  o número de barras da rede;
- $P_k$  – Potência ativa injetada na barra  $k$ .
- $Q_k$  – Potência reativa injetada na barra  $k$ .
- $V_k, V_m$  – Magnitudes das tensões das barras  $k$  e  $m$ .
- $\theta_{km}$  – Ângulos das tensões das barras  $k$  e  $m$ .
- $G_{km}$  – Parte real do valor do elemento  $km$  da matriz de admitância nodal.
- $B_{km}$  – Parte imaginária do elemento  $km$  da matriz de admitância nodal.

Essas equações algébricas representam as situações nas quais a variação do tempo é suficientemente lenta para que o transitório seja ignorado [2]. Para resolver esse sistema de equações algébricas não lineares, que correspondem às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes, será utilizado o seguinte algoritmo para no caso de multivariáveis:

Sejam

$$\underline{F} = [f_1 \ f_2 \ \dots \ f_n]^t \quad (5)$$

$$\underline{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^t \quad (6)$$

1. Escolher a condição inicial  $\underline{x}^{(0)}$  e fixar a iteração em  $i = 0$ .
2. Calcular  $\underline{F}(\underline{x}^{(i)})$  e verificar a convergência. Se  $|\underline{F}(\underline{x}^{(i)})| \leq \varepsilon$ , parar.
3. Fazer  $i = i + 1$ . Linearizar a função em torno de  $(\underline{x}^{(i)}, \underline{F}(\underline{x}^{(i)}))$  usando parte da série de Taylor,

$$\underline{F}(\underline{x}^{(i)} + \underline{\Delta x}^{(i)}) = \underline{F}(\underline{x}^{(i)}) + J(\underline{x}^{(i)}) \times \underline{\Delta x}^{(i)}. \quad (7)$$

Onde  $J = \left[ \frac{\partial F}{\partial x} \right]$  é a matriz jacobiana.

4. Solucionar o sistema linearizado



$$\underline{F}(\underline{x}^{(i)}) + J(\underline{x}^{(i)}) \times \underline{\Delta x}^{(i)} = 0, \quad (8)$$

que tem como solução:

$$\underline{F}(\underline{x}^{(i)}) = -J(\underline{x}^{(i)}) \times \underline{\Delta x}^{(i)}. \quad (9)$$

5. Atualizar a solução do problema

$$\underline{x}^{(i+1)} = \underline{x}^{(i)} + \underline{\Delta x}^{(i)}. \quad (10)$$

Voltar ao passo (2) caso o valor não seja atingida a seguinte condição  $|\underline{F}(\underline{x}^{(i)})| \leq \varepsilon$ .

**Matriz Jacobiana:**

$$J = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (11)$$

, onde temos:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \times V_m \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\}, \quad (12)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times B_{kk} - V_k \times [\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\}], \quad (13)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\}, \quad (14)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \times G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\}, \quad (15)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \times V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\}, \quad (16)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \times G_{kk} + V_k \times [\sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km})\}], \quad (17)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\}, \quad (18)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k \times B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m \times \{G_{km} \times \sin(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\}. \quad (19)$$

Aplicando a equação (5) e (6) para o caso de fluxo de potência obtemos,

$$\underline{F} = [\Delta P_1 \ \Delta P_2 \ \dots \ \Delta P_{n-1} \ \Delta Q_1 \ \Delta Q_2 \ \dots \ \Delta Q_l]^t \quad (20)$$

$$\underline{x} = [\theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_{n-1} \ V_1 \ V_2 \ \dots \ V_l]^t \quad (21)$$

considerando o sistema com  $l$  barras PQ, com  $(l+1)$  a  $(n-1)$  barras PV e  $n$  barras V $\theta$ .

Assim, depois de apresentar todos os termos pode-se descrever o seguinte processo iterativo para o cálculo do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson:

1. Montar a matriz  $Y_{barra}$ .
2. Arbitrar condições iniciais das variáveis de estado  $(\theta^{(0)}, V^{(0)})$  e fazer  $i = 0$ .
3. Calcular  $\Delta P_k$  para as barras PQ e PV, utilizando a equação 3, e  $\Delta Q_k$  para as barras PQ, utilizando a equação 4. Se  $\max \{|\Delta P_k|\} \leq \varepsilon_p$  e  $\max \{|\Delta Q_k|\} \leq \varepsilon_q$  parar.

$$\Delta P_k = P_k^{(especificado)} - P_k^{(calculado)}, k \in \{PQ, PV\}, \quad (22)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{(especificado)} - Q_k^{(calculado)}, k \in \{PQ\}. \quad (23)$$

Onde:

- $\varepsilon_p$  – tolerância pré-especificada.
- $\Delta P_k$  – desvio de potência ativa na barra  $k$ .
- $\Delta Q_k$  – desvio de potência reativa na barra  $k$ .

4. Fazer  $i = i + 1$ . Montar a matriz jacobiana  $J^{(i)}$ .

5. Montar o sistema matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} = -J^{(i)} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)}, \quad (24)$$

que está na forma  $\underline{b} = A \times \underline{x}$ . A dimensão desse sistema linear é duas vezes o número de barras PQ mais o número de barras PV.

6. Atualizar as variáveis de estado:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)}, \quad (25)$$

São calculados os novos valores das injeções de potência ativa e reativa nas barras.

Caso algum limite de potência reativa numa barra PV seja violado, fixa-se a potência reativa no valor limite e a barra passa de PV para ser representada por uma barra PQ.

Neste caso, o controle de tensão é perdido.

7. Voltar ao passo 3.

O processo se encerra quando os desvios de potência ativa e reativa forem inferiores à tolerância pré-especificada.

O controle de tensão nas barras geradoras é feito através do ajuste da corrente de campo das máquinas síncronas. Quando trabalham sobexcitadas, as máquinas injetam potência reativa no sistema, e quando operam subexcitadas absorvem potência reativa do sistema. No cálculo de fluxo de potência, os limites de potência reativa dos geradores são monitorados e, havendo violação durante o processo iterativo, a barra perde a capacidade de controle de tensão e passa a ser modelada como uma barra PQ. A perda do controle de tensão pode acarretar em violações nos níveis de tensão da rede e, conseqüentemente, produzir a reprovação de um dado cenário no processo de avaliação da segurança.

A formulação apresentada para o cálculo do fluxo de potência na rede considera limites fixos para a potência reativa dos geradores. Uma representação mais próxima da

realidade pode ser feita considerando a curva de capacidade dos geradores síncronos, conforme será descrito no próximo capítulo.

## **3 - Regiões de Segurança Estática com Curva de Capacidade de Geradores Síncronos**

Estabelecidos os procedimentos para a construção da região de segurança, será agora descrito o processo de avaliação de segurança estática considerando a curva de capacidade dos geradores síncronos. Fisicamente, não existe um limite de geração de potência reativa fixo em uma máquina síncrona. De fato, os limites estão em outras grandezas, tais como a máxima corrente de campo e a máxima corrente na armadura. Entretanto, a representação de limites fixos é usualmente adotada no cálculo do fluxo de potência, devido à simplicidade de modelagem.

Para um melhor entendimento dos limites físicos dos geradores, a seção seguinte traz alguns conceitos sobre a operação de máquinas síncronas e sua curva de capacidade de geração.

### **3.1 - Máquinas Síncronas**

A máquina síncrona consiste em uma máquina elétrica cuja rotação do enrolamento de campo que se encontra no rotor é proporcional à frequência elétrica da rede à qual ela está ligada. A máquina síncrona pode funcionar de dois modos: motor ou gerador.

Funcionando como motor ela converte energia elétrica em mecânica. Já como gerador, que será o foco do estudo, ela converte energia mecânica em energia elétrica. Um exemplo muito comum dessa aplicação são os geradores utilizados em grande parte das usinas hidroelétricas e termoelétricas. No caso das hidroelétricas utilizam a energia das quedas d'água para movimentar as turbinas e assim transformar energia cinética em elétrica, já nas termoelétricas utilizam a pressão da queima de insumos para converter essa energia.

O gerador síncrono se divide em estator e rotor. Uma corrente contínua é levada por meio de escovas estacionárias de carvão até o enrolamento de campo, que se encontra no rotor, parte girante da máquina. A Figura 4 mostra o esquema básico do gerador síncrono.

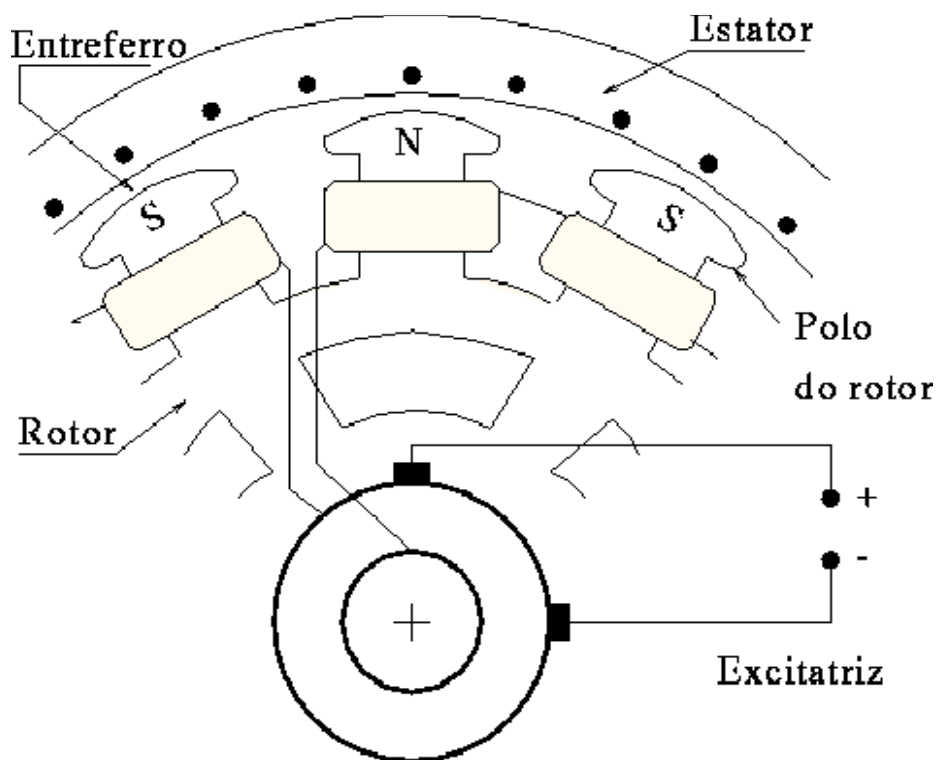


Figura 4 – Esquema básico de um motor síncrono [10].

Em sistemas modernos essa excitação é fornecida por excitatrizes em corrente alternada e retificadores de estado sólido (tanto pontes simples a diodos como retificadores de fase controlada), que fecham contato com anéis coletores girantes excitando o enrolamento de campo [11].

A rotação do enrolamento de campo cria um campo magnético que induz, no enrolamento de armadura (estator), um fluxo concatenado variante no tempo. A tensão gerada estará sincronizada com a velocidade mecânica, por isso a máquina recebe o nome de máquina síncrona.

As turbinas hidráulicas operam em velocidades relativamente baixas e por isso possuem polos salientes com número elevado de polos. Já no caso das termoelétricas, as turbinas a vapor ou a gás operam melhor em velocidades relativamente altas, assim não necessitando de pólos salientes.

A Figura 5 apresenta o diagrama unifilar do gerador síncrono, onde é desprezada a saliência dos polos, ou seja, as reatâncias de eixo direto ( $X_d$ ) e eixo em quadratura ( $X_q$ ) são iguais e valem  $X_s$ , que é a reatância síncrona.

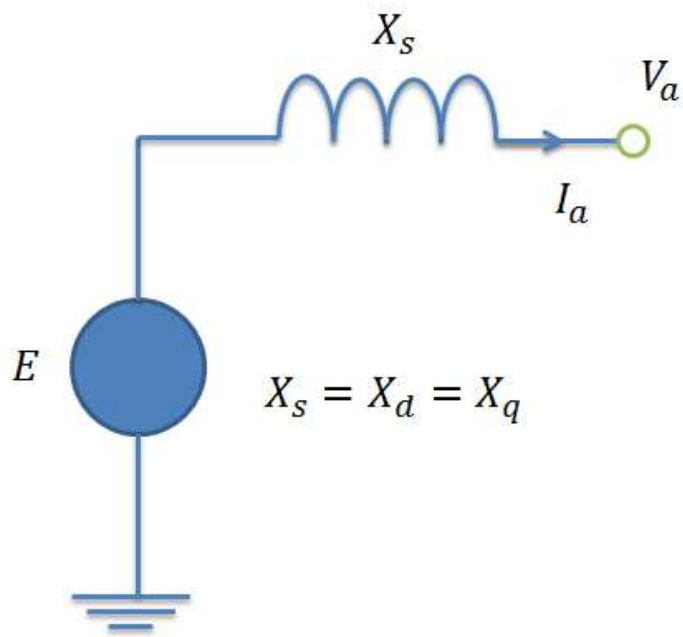


Figura 5 – Diagrama unifilar do gerador síncrono.

O diagrama fasorial do gerador síncrono de polos salientes segue na Figura 6.

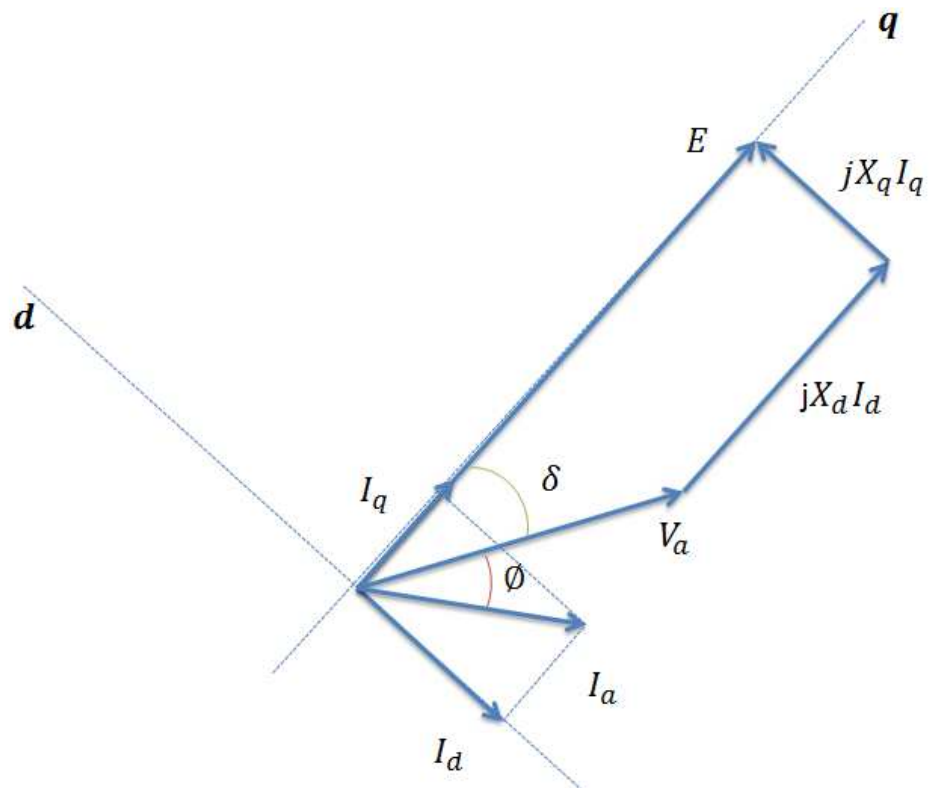


Figura 6 - Diagrama Fasorial do Gerador de Polos Salientes.

Onde  $E$  é a tensão interna de armadura e pode ser determinada pela seguinte equação:

$$E = V_a + jI_d X_d + jI_q X_q \quad (26)$$

$$I_a = I_d + jI_q \quad (27)$$

Onde:

- $V_a$  – Tensão terminal.
- $X_d, X_q$  – Reatâncias de eixo direito e de quadratura.
- $I_a$  – Corrente de armadura.
- $I_d, I_q$  – Corrente de eixo direito e de quadratura.

Quando o gerador síncrono fornece corrente alternada para alimentar uma carga, uma onda de fluxo magnético que gira na velocidade síncrona é criada no entreferro pela corrente de armadura. Esse fluxo reage ao fluxo induzido pela corrente de campo, resultando em um conjugado eletromecânico no alinhamento desses dois campos magnéticos.

A eficiência energética de uma máquina está diretamente ligada a suas perdas, ou seja, quanto menor forem as perdas, maior será seu rendimento. As perdas podem ser internas, mecânicas, perdas no ferro em circuito aberto ou a vazio e as perdas suplementares.

As perdas internas se dão pelas perdas ôhmicas no cobre produzidas pela corrente de armadura. Para reduzi-las, uma possível solução é aumentar a área das ranhuras ocasionando a maior utilização do cobre, aumentando a área da seção reta dos enrolamentos, reduzindo assim a resistência.

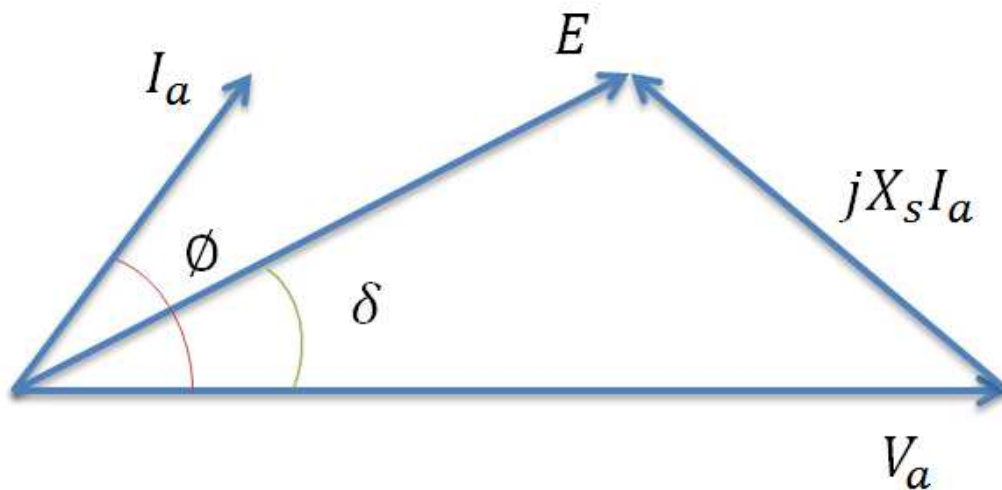
As perdas mecânicas são dadas pelo atrito nas escovas e mancais, na potência requerida para promover a circulação de ar dentro da máquina e pelo sistema de ventilação. Uma solução para minimizar essa perda é a manutenção preventiva.

As perdas no ferro em circuito aberto ou a vazio são perdas por histerese (sem a presença de uma força magnetizante externa, os momentos magnéticos tendem a se alinhar de acordo com certas direções de mais fácil magnetização) e por correntes parasitas que surgem das alterações de densidades do fluxo no ferro da máquina, apenas quando o enrolamento principal está energizado.



O aumento de temperatura é também um fator muito importante, pois causa a perda do isolamento entre os enrolamentos, e dos mesmos com relação à terra. Essas perdas ocorrem pela fuga de corrente já que em grande parte das vezes o isolamento é rompido. A dificuldade de resfriamento aumenta com o tamanho da máquina, a área da superfície de onde o calor deve ser absorvido aumenta aproximadamente com o quadrado das dimensões, ao passo que o calor produzido é de maneira proporcional ao volume e aumenta aproximadamente com o cubo das dimensões. Geralmente usa-se o resfriamento por hidrogênio [11].

A geração de potência reativa dos geradores síncronos depende do modo como a máquina trabalha, subexcitado ou sobrecitado. Operando de modo subexcitado, a corrente de campo é tal que o valor da tensão interna de armadura em módulo é menor que a tensão terminal, o que implica em corrente de armadura adiantada em relação à tensão terminal, como pode ser observado na Figura 7. Nesta situação a carga atendida pelo gerador é capacitiva. Os valores de potência ativa e reativa se encontram no segundo quadrante do gráfico (MW x Mvar) ( $P>0$  e  $Q<0$ ).



**Figura 7 – Diagrama fasorial do gerador subexcitado.**

No modo de operação sobrecitado, a corrente de campo é tal que a tensão de armadura é em módulo maior que a tensão terminal, o que implica em corrente de armadura atrasada em relação à tensão terminal, como pode ser observado na Figura 8. Assim, a carga atendida pelo gerador é indutiva. Os valores de potência ativa e reativa no mesmo gráfico (MW x Mvar) são encontrados no primeiro quadrante ( $P>0$  e  $Q>0$ ).

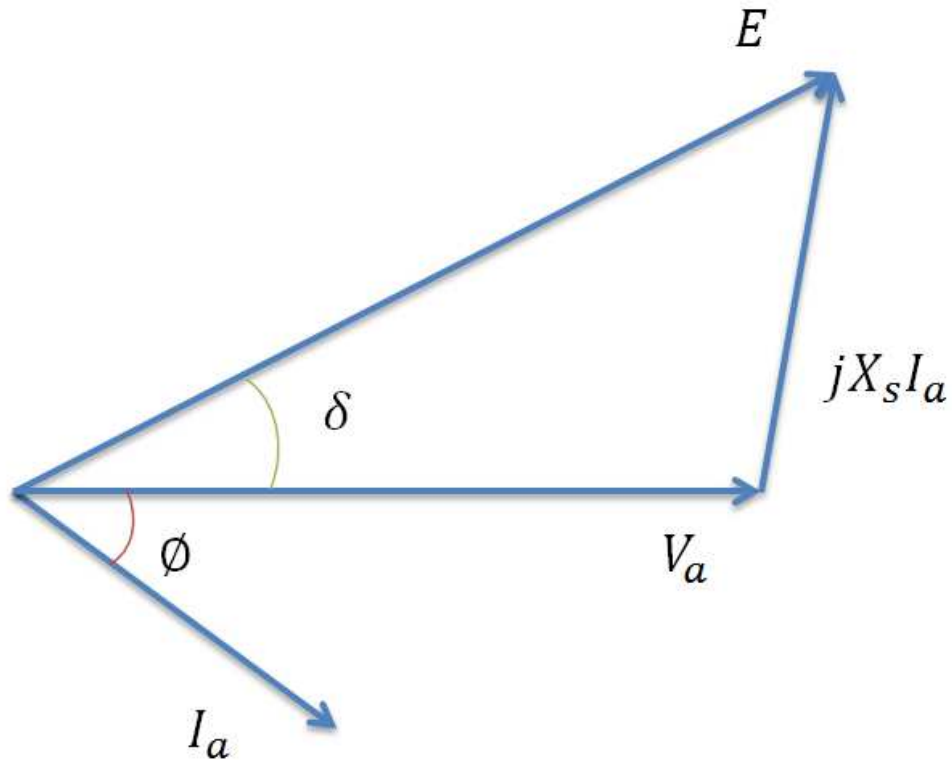


Figura 8 – Diagrama fasorial do gerador síncrono sobreexcitado.

O tipo de modo de operação do gerador depende do comportamento da carga atendida pelo mesmo. Se a carga é capacitiva o gerador síncrono estará subexcitado, já quando a carga é indutiva o gerador estará sobreexcitado.

### 3.2 - Curva de Capacidade

A curva de capacidade de uma máquina pode servir de orientação para ações tomadas dentro de uma operação do sistema no qual ela está inserida, pois com esses dados é possível verificar se os geradores disponíveis poderão ou não atender uma carga demandada a mais, no caso de ocorrer um problema ou manobra necessária no sistema.

A curva é construída a partir dos limites de geração de potência ativa e potência reativa. A potência reativa é limitada por quatro fatores: limite de aquecimento do campo, limite aquecimento da armadura, limite de aquecimento do fluxo que circula pela lateral do gerador e o limite de potência da turbina [6].

O limite de aquecimento de campo se dá pelo limite da temperatura que a perda  $R_c I_c^2$  causa no gerador, onde  $R_c$  e  $I_c$  são respectivamente, a resistência e a corrente no enrolamento de campo. A Figura 9 mostra o diagrama fasorial utilizado para um melhor entendimento da construção do limite de aquecimento de campo.

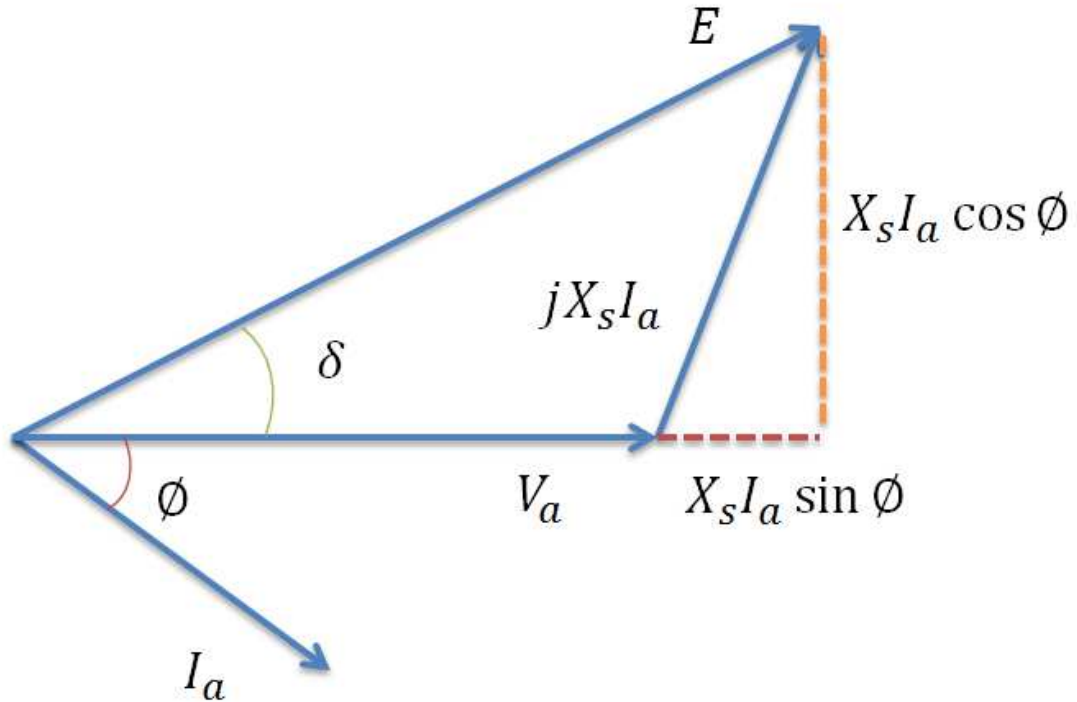


Figura 9 – Diagrama Fasorial do gerador síncrono.

Onde:

- $V_a$ , - tensão do terminal da armadura.
- $E$  - tensão interna da armadura.
- $X_s$  – reatância síncrona.

Da Figura 9 pode-se obter a seguinte relação de equações do diagrama fasorial:

$$E \sin \delta = X_s I_a \cos \phi \quad (28)$$

$$E \cos \delta = V_a + X_s I_a \sin \phi \quad (29)$$

Isolando os termos  $I_a \cos \phi$  e  $I_a \sin \phi$  nas equações (28) e (29) obtemos (30) e (31):

$$I_a \cos \phi = \frac{E \sin \delta}{X_s} \quad (30)$$

$$I_a \sin \phi = \frac{E \cos \delta - V_a}{X_s} \quad (31)$$

Substituindo nas equações de potência ativa e reativa obtemos as equações (32) e (33):

$$P = V_a I_a \cos \phi = \frac{V_a E \sin \delta}{X_s} \quad (32)$$

$$Q = V_a I_a \sin \phi = \frac{V_a E \cos \delta - V_a^2}{X_s} \quad (33)$$

Manipulando a equação (33), obtém-se a seguinte equação (34):

$$Q + \frac{V_a^2}{X_s} = \frac{V_a E \cos \delta}{X_s} \quad (34)$$

Elevando as equações (32) e (34) ao quadrado e somando-as, obtém-se a seguinte relação:

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_a^2}{X_s}\right)^2 = \left(\frac{V_a E}{X_s}\right)^2 \quad (35)$$

Pode-se concluir que a equação (33) representa um círculo no eixo PxQ com os seguintes parâmetros:

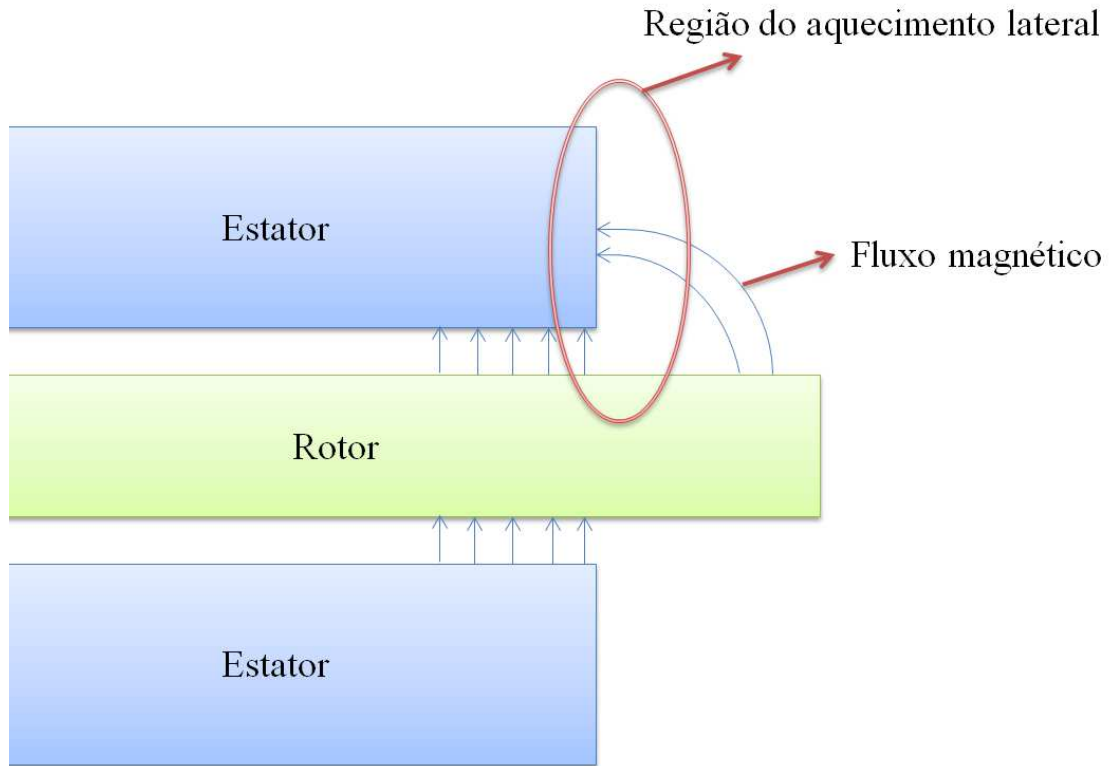
$$\text{Centro: } \left(0, -\frac{V_a^2}{X_s}\right) \text{ e Raio: } \frac{V_a E}{X_s}$$

O limite de aquecimento da corrente de armadura é especificado no gerador para que não atinja o limite de aquecimento do condutor. A corrente de armadura resulta em uma perda por  $R_a I_a^2$ , onde  $R_a$  e  $I_a$  são respectivamente, resistência e corrente de armadura. A região referente ao limite de temperatura da armadura se resume em um círculo com o centro na origem e raio  $V_a I_a$ , onde  $V_a$  e  $I_a$  são tensão terminal e corrente de armadura. Obtém-se essa relação da seguinte equação:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = V_a I_a \quad (36)$$

O terceiro limite é dado pelo aquecimento lateral da armadura. Tal aquecimento afeta a máquina em condições de operação subexcitada. O fluxo magnético entre o rotor e o estator,

na região lateral da máquina, se desloca em direção perpendicular às lâminas do estator causando correntes parasitas na armadura, provocando assim o aquecimento da mesma. A região do aquecimento pode ser vista na Figura 10.



**Figura 10 – Região de aquecimento do estator, meramente ilustrativa.**

Uma corrente de campo alta resulta operação sobreexcitada e causa saturação, de modo que o fluxo de dispersão final é pequeno. Mas, na condição subexcitada, a corrente de campo é baixa e não ocorre essa saturação. Entretanto, o fluxo produzido pela corrente de armadura somado com o fluxo produzido pela corrente de campo causa um aquecimento mais severo na região da extremidade, ao redor do rotor da máquina.

O quarto limite se dá pela potência máxima que cada turbina é capaz de gerar, isto é, uma limitação física do equipamento.

Diante desses limitantes é construída a curva de capacidade do gerador síncrona na Figura 11.

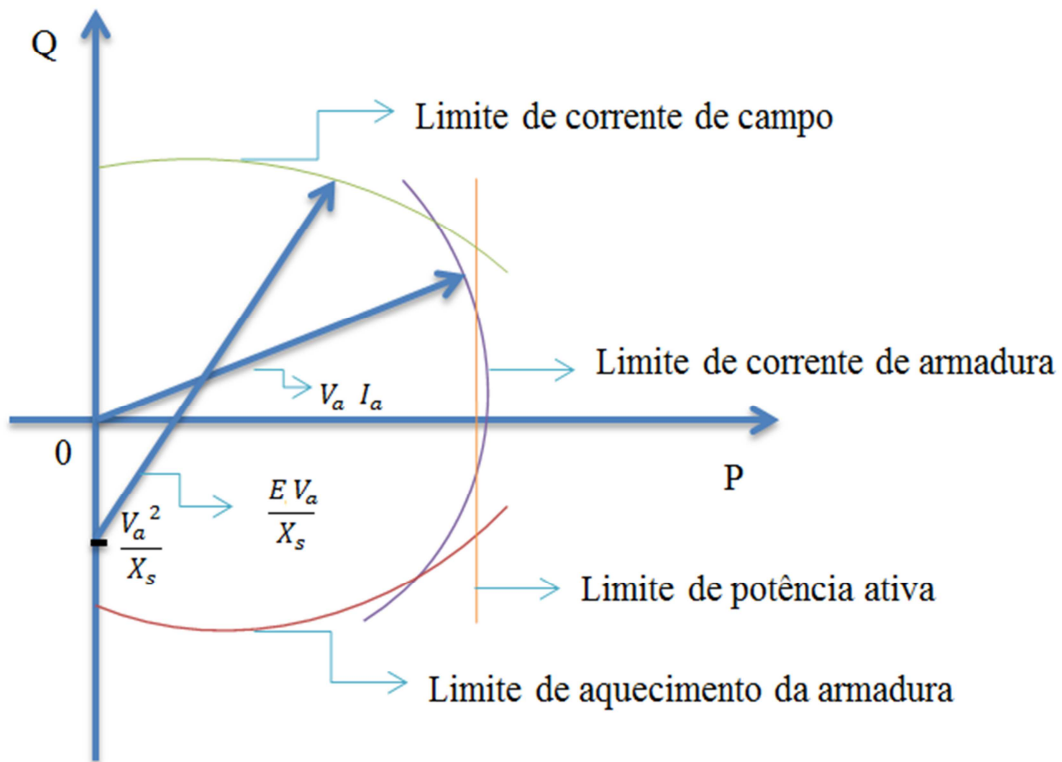


Figura 11 - Curva de Capacidade com os cinco limites indicados.

Nesta Figura 11 são observados os cinco limites de operação na curva de capacidade. Os limites são:

- Eixo vertical (potência reativa) – Geração mínima de potência ativa,  $P = 0$  MW.
- Limite de aquecimento do campo – curva verde.
- Limite de corrente da armadura – curva roxa.
- Limite máximo de potência ativa – reta laranja.
- Limite de aquecimento da armadura – reta vermelha.

A curva de capacidade mostra que o limite de geração de potência reativa de uma máquina síncrona não é um valor constante e depende da potência ativa produzida.

## 4 – Resultados

### 4.1 - Dados do sistema estudado

Os dados originais do sistema estudado foram retirados de [12]. Trata-se de um sistema de 9 barras, com três geradores. Assim, a rede elétrica é composta por três barras do tipo PV (barra 1, 2 e 3) e seis do tipo PQ (barra 4, 5, 6, 7, 8 e 9). Além disso, foi inserida uma barra adicional (fictícia) para atuar como barra de referência (barra 99). Esse artifício garante que as perdas do sistema não sejam atribuídas às barras geradoras quando do fechamento do balanço de potência ativa. Assim, é garantida a soma de geração dos três geradores constante durante o processo de deslocamento do ponto de operação para construção das regiões de segurança. Abaixo, na Figura 12, pode ser observado o diagrama unifilar do sistema com a barra *swing* fictícia. A conexão da barra fictícia foi feita junto à barra 4 através de uma reatância de 0,01%.

O ponto de operação do caso base (tensões nas barras) não é alterado com a inserção da barra de referência fictícia, como pode ser observado nas Tabelas 2 e 3. No caso em que não foi inserida a barra fictícia (Tabela 3), a barra 1 foi definida como a barra de referência e ficou responsável pelo fechamento do balanço de potência ativa e com isso absorveu a perda de 1,9 MW, tendo portanto sua geração ativa alterada de 153,1MW para 151,2MW.

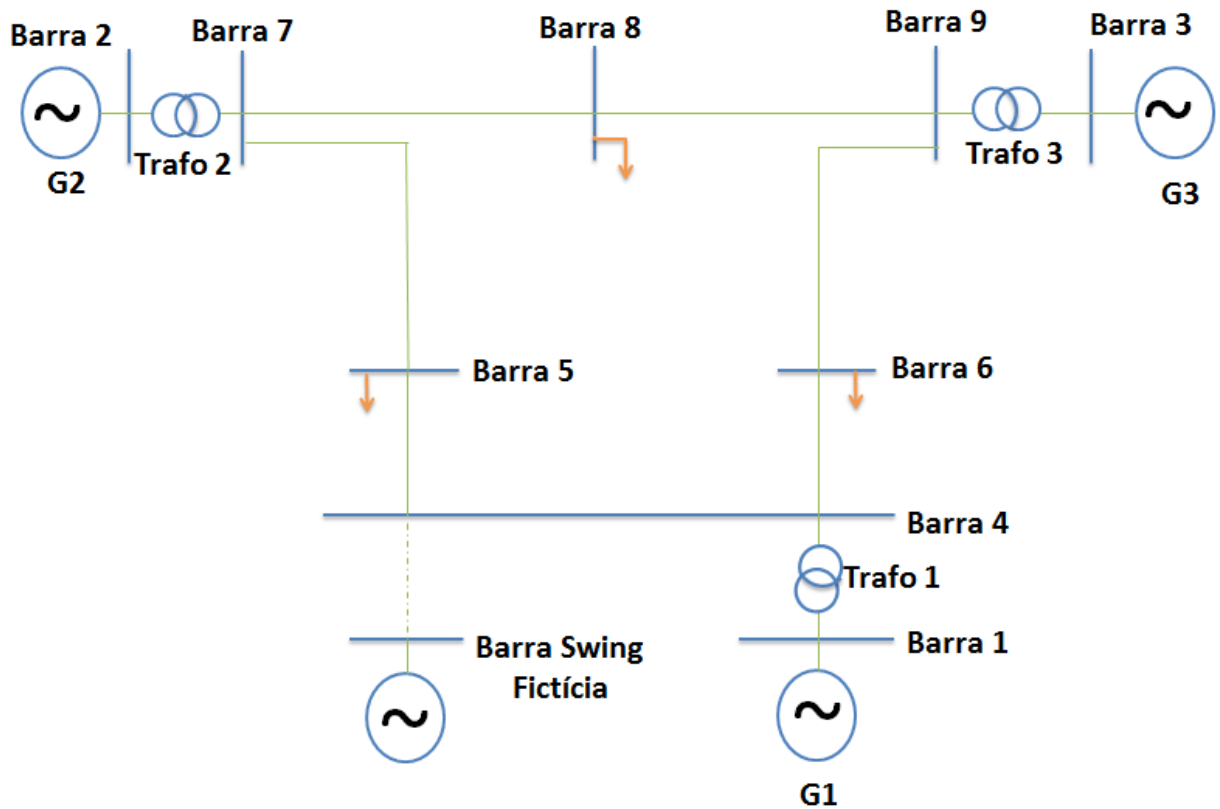


Figura 12 - Diagrama unifilar do sistema modelo.

Tabela 2 - Dados das barras do sistema com a barra de referência.

Barra	Tensão		Geração		Carga	
	Mod.	Ang.(gr.)	MW	Mvar	MW	Mvar
1	1.04	0	153.1	25	0	0
2	1.025	-3.1	81.5	-1	0	0
3	1.025	-2.1	85	-11.5	0	0
4	1.03	-4.7	0	0	0	0
5	1.002	-8.8	0	0	125	50
6	1.017	-7.6	0	0	90	30
7	1.027	-5.9	0	0	0	0
8	1.017	-7.7	0	0	100	35
9	1.033	-4.8	0	0	0	0
99	1.04	0	-1.9	0	0	0



Tabela 3 - Dados das do sistema sem a barra de referência.

Barra	Tensão		Geração		Carga	
	Mod.	Ang.(gr.)	MW	Mvar	MW	Mvar
1	1.04	0	151.2	25	0	0
2	1.025	-3.1	81.5	-1	0	0
3	1.025	-2.1	85	-11.5	0	0
4	1.03	-4.7	0	0	0	0
5	1.002	-8.8	0	0	125	50
6	1.017	-7.6	0	0	90	30
7	1.027	-5.9	0	0	0	0
8	1.017	-7.7	0	0	100	35
9	1.033	-4.8	0	0	0	0

Na Tabela 4, que segue abaixo, são mostrados os dados dos geradores do sistema na base de 100 MVA.

Tabela 4 - Dados dos geradores do sistema de nove barras.

Dados dos Geradores			
	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
Potência aparente (MVA)	247,5	192	128
Tensão terminal (kV)	16,5	18	13,8
Fator de potência (fp)	1	0,85	0,85
Velocidade de rotação (rpm)	180	3600	3600
Reatância síncrona de eixo direto - $X_d$ (pu)	0,3614	1,7199	1,68
Reatância transitória de eixo direto - $X'_d$ (pu)	0,1505	0,2300	0,2321
Reatância síncrona em quadratura - $X_q$ (pu)	0,2399	1,6598	1,61
Reatância transitória em quadratura - $X'_q$ (pu)	0,2399	0,3780	0,32
Reatância concatenada do estator - $X_l$ (pu)	0,0832	0,1000	0,0950
Constante de tempo transitória de eixo de direto - $\tau'_{d0}$	8,96	6	5,89
Constante de tempo transitória em quadratura - $\tau'_{q0}$	0	0,535	0,6
Energia Armazenada (MW.s)	2364	640	301
Reatância dos enrolamentos do transformador - $X_{trafo}$ (pu)	0,1426	0,1219	0,0750

Na Tabela 5, são vistos os valores de geração de potência ativa e reativa do caso base.

**Tabela 5 - – Potência ativa e reativa gerados no caso base sem curva de capacidade.**

Dados de geração do caso base		
	(MW)	(Mvar)
G1	153,1	25,02
G2	81,5	-0,951
G3	85	-11,5

Na Tabela 6, são mostrados os valores limites de geração de potência reativa e ativa dos três geradores para o caso base.

**Tabela 6 – Valores de máximos e mínimos de potência reativa e valores de máximos de potência ativa sem curva de capacidade.**

Limites de Potência Reativa (Mvar) e Ativa (MW)			
	Qmín.	Qmáx	Pmáx
G1	-130	130,4	247,5
G2	-101	101,2	163,2
G3	-67,4	67,4	108,8

Pode ser observado, pela Tabela 5, que a geração de potência reativa se encontra em uma zona confortável de geração, visto que se encontra longe dos limites.

Na Tabela 7, são observados os novos valores de geração e limites de mínimos e máximos de potência reativa os parâmetros para o cálculo da curva de capacidade dos geradores quando são adicionados ao banco de dados do software. Comparados com a Tabela 5 e 6, pode-se observar a alteração dos mesmos. Esse fato ocorre, pois devido ao Gerador 1 operar no limite da curva de capacidade como pode ser observado na Figura 29.

**Tabela 7 – Valores mínimos, gerados e máximos de potência reativa com curva de capacidade.**

Dados de geração de potência reativa do caso base			
	Qmin (Mvar).	Qgerado (Mvar)	Qmáx (Mvar)
G1	-207	-59,6	-59,6
G2	-166	-0,927	129,6
G3	-54	-11,5	81,38

Na Tabela 8, é mostrado um comparativo da mudança dos limites máximos de geração de potência ativa, antes e depois de ser considerada curva de capacidade dos geradores. Essa mudança se dá devido a real capacidade de geração das turbinas dos geradores.

**Tabela 8 – Valores máximos de potência ativa sem e com a curva de capacidade dos geradores.**

Dados de geração máxima de potência ativa do caso base		
	Pantes (MW).	Pdepois (MW)
G1	247,5	235,1
G2	163,2	155
G3	108,8	103,4

## **4.2 – Ferramenta utilizada**

O software utilizado para a realização do cálculo do fluxo de potência foi o ANAREDE, programa de análise de redes desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), versão 9.6.2 acadêmica [7].

Inicialmente, devem ser fornecidos os dados de entrada do sistema para o software, incluindo todos os dados da rede elétrica, geração e carga. Além disso, para o cálculo da curva de capacidade dos geradores é necessário inserir dados individualizados de cada gerador do sistema. Esses dados são as reatâncias do transformador, reatâncias de quadratura e eixo direto, reatância concatenada do estator e o fator de potência. A Figura 13 mostra a janela de entrada dos dados dos geradores individualizados para o cálculo da curva de capacidade pelo software ANAREDE.

**Figura 13 – Janela de entrada de dados dos geradores individualizados no software ANAREDE.**

O programa utiliza o cálculo do fluxo de potência pelo Método Newton-Raphson, que foi descrito na Seção 2.2.

Os limites de geração de potência reativa são considerados ao longo do processo de solução. Enquanto os valores de limites não forem violados, as tensões das barras do sistema se mantêm constantes. Caso haja violação do limite em uma dada iteração, a barra geração, originalmente com tensão controlada (PV), é convertida para uma barra de carga (PQ), onde a potência reativa é fixada no valor do limite violado. Neste caso, o controle da tensão é perdido. Se, em iterações futuras, a violação for eliminada, a barra volta a ser representada como uma barra de tensão controlada (PV).

No caso da representação da curva de capacidade, o software calcula o limite de geração de potência reativa antes de cada iteração do Método de Newton. No cálculo da corrente máxima de armadura, quando convertido para a potência reativa máxima ou mínima, é considerado o fator de serviço da corrente do gerador. O fator consiste em um multiplicador que é aplicado à classificação de potência nominal de um gerador, servindo para indicar um aumento na saída de energia (capacidade de sobrecarga) que o gerador é capaz de fornecer sob certas condições. A equação (37) indica a potência reativa máxima e mínima que o estator pode gerar para que não ocorra um aquecimento maior que o suportado pela máquina, esta

equação é a equação (36) manipulada, representa o limite de aquecimento da corrente de armadura.

$$Q_{\text{estator}}^{\text{min,máx}} = \pm \sqrt{(S_{\text{nom}} \times FE)^2 - (P)^2} \quad (37)$$

Onde:

- $S_{\text{nom}}$  = Potência aparente nominal do gerador.
- FE = Fator de serviço da corrente do gerador.
- P = Potência ativa gerada pelo gerador.

O limite de aquecimento do campo, explicado anteriormente na equação (35), pode ser visto na equação (38). Esta equação representa a potência máxima e mínima que a máquina pode gerar sem comprometer o funcionamento da mesma.

$$Q_{\text{rotor}}^{\text{min,máx}} = -\frac{V_a^2}{X_q} \mp \sqrt{\frac{V_a^2 \times (E^{\text{máx}})^2}{X_q^2} - P^2} \quad (38)$$

Onde:

- $V_a$  = Tensão terminal do gerador.
- $X_q$  = Reatância síncrona de eixo de quadratura.

O limite de subexcitação apresentado na equação (39) calculado pelo software representa o limite de aquecimento lateral da armadura apresentado no item 3.2.

$$Q_{\text{SubExc}} = \frac{P}{\tan \delta_{\text{máx}}} - \frac{V_a^2}{X_q} \quad (39)$$

Onde:

- $\delta_{\text{máx}}$  = ângulo de carga máximo do gerador.

A curva de capacidade calculada pelo programa ANAREDE pode ser lida pelo software PlotCepel [13]. A curva tem como eixo das abscissas a potência reativa e no eixo das ordenadas, a potência ativa. Os limites são definidos pelos parâmetros mostrados na Seção 3.2 do Capítulo 3.

### 4.3 – Cálculo das regiões de segurança estática

As regiões de segurança estática foram calculadas para quatro situações:

- Caso 1 – Análise do sistema com rede completa (sem contingências), considerando limite de geração de potência reativa fixo.
- Caso 2 – Análise do sistema com rede alterada (em contingência), considerando limite de geração de potência reativa fixo.
- Caso 3 – Análise do sistema com rede completa (sem contingências), considerando a representação da curva de capacidade dos geradores.
- Caso 4 – Análise do sistema com rede alterada (em contingência), considerando a representação da curva de capacidade dos geradores.

Depois de identificados os pontos limites, nas direções determinadas e nas quatro situações descritas acima, serão construídas as regiões de segurança estática do sistema. Assim, poderão ser comparadas e analisadas a formação de diferentes regiões de segurança de um único sistema.

Para o início da construção das regiões serão determinadas as direções em que o ponto de operação do caso base será deslocado. Foram escolhidas 12 direções, mostradas na Tabela 9. É importante dizer que não foi utilizado nenhum método computacional para a escolha das direções.

O incremento de geração usado inicialmente será de 10 MW, até que haja alguma violação. As variáveis monitoradas são as tensões em todas as barras, o fluxo nas linhas e a geração de potência ativa. Após a ocorrência de alguma violação, é adotado um passo menor, de 1 MW, no sentido contrário ao original. Na Tabela 9, são mostradas as direções adotadas, tomando como ponto inicial o ponto de operação do caso base.

Tabela 9 - Direções adotadas para construir a região de segurança.

Direções	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
1	Fixo	Aumentar	Diminuir
2	Fixo	Diminuir	Aumentar
3	Aumentar	Fixo	Diminuir
4	Diminuir	Fixo	Aumentar
5	Aumentar	Diminuir	Fixo
6	Diminuir	Aumentar	Fixo
7	Aumentar	Aumentar	Diminuir
8	Diminuir	Diminuir	Aumentar
9	Aumentar	Diminuir	Aumentar
10	Diminuir	Aumentar	Diminuir
11	Diminuir	Aumentar	Aumentar
12	Aumentar	Diminuir	Diminuir

### 4.3.1 – Caso 1

Nesta primeira região não são levados em consideração os dados da curva de capacidade e nem a análise das possíveis contingências na rede elétrica. O monitoramento de fluxos nas linhas, tensão nas barras e da capacidade de geração de potência ativa serão os limitantes.

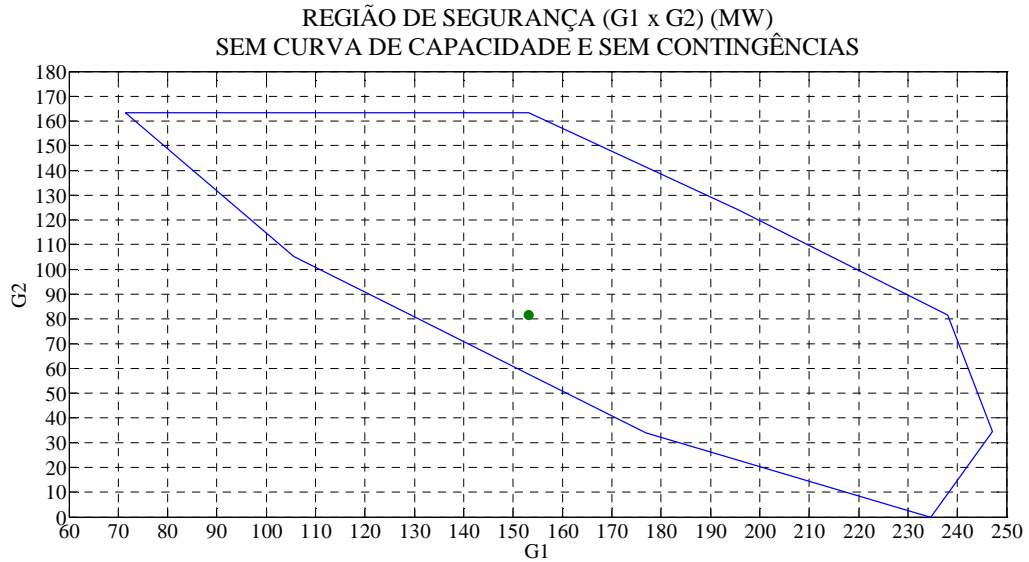
Assim, são obtidos os pontos limitantes nas direções predeterminadas, vistos na Tabela 10, abaixo. Os pontos que estão em vermelhos foram destacados para mostrar que o gerador chegou ao limite de potência ativa.

Tabela 10 – Caso 1: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).

	G1	G2	G3
Ponto de operação	153,1	81,5	85
Direção 1	153,1	163,2	3,3
Direção 2	153,1	57,7	108,8
Direção 3	238,1	81,5	0
Direção 4	129,3	81,5	108,8
Direção 5	234,6	0	85
Direção 6	71,4	163,2	85
Direção 7	195,6	124	0
Direção 8	141,2	69,6	108,8
Direção 9	176,9	33,9	108,8
Direção 10	112,3	163,2	44,1
Direção 11	105,5	105,3	108,8
Direção 12	247,1	34,5	38

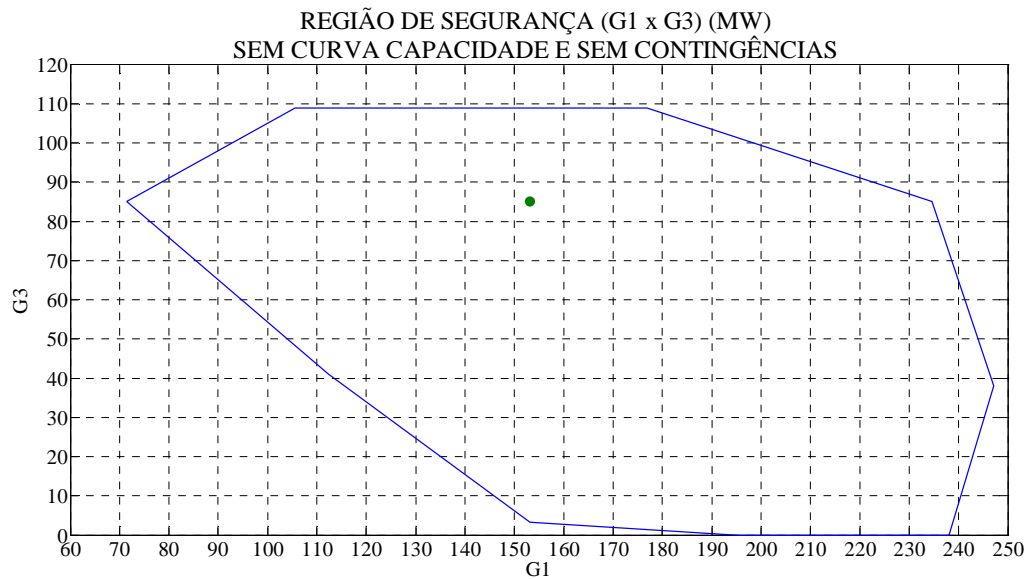
Com esses pontos foram geradas a região de segurança estática de operação que segue abaixo, dividida em três nomogramas para facilitar sua visualização.

Na Figura 14 é mostrado o nomograma G1 x G2, sem curva de capacidade e sem análise de contingências. O ponto destacado em verde é o ponto de operação do caso base.



**Figura 14 – Caso 1: região de segurança (G1 x G2).**

Na Figura 15 é visto o nomograma G1 x G3, sem curva de capacidade e sem análise de contingências.



**Figura 15 – Caso 1: região de segurança (G1 x G3).**



Finalmente, a Figura 16 mostra o nomograma G2 x G3, sem curva de capacidade e sem análise de contingências.

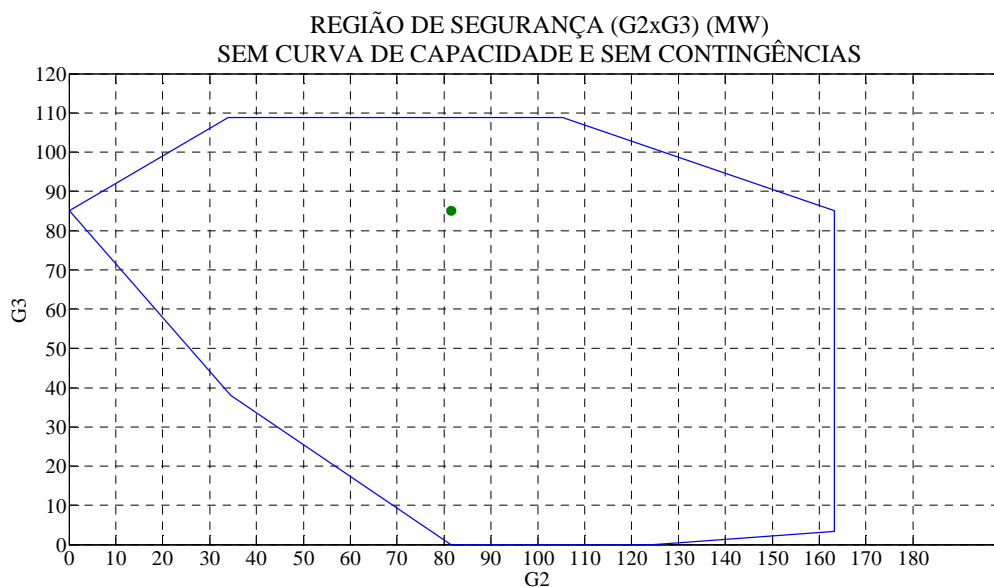


Figura 16 – Caso 1: Região de segurança (G2 x G3) .

Nos pontos limitantes da região foram encontrados os seguintes valores de geração de potência reativa, mostrados na Tabela 11 que segue abaixo.

Tabela 11 – Caso 1: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).

	G1	G2	G3
Ponto de operação	25,02	-0,951	-11,5
Direção 1	26,33	7,382	-7,1
Direção 2	25,69	-0,654	-10,1
Direção 3	39,21	4,183	-3,04
Direção 4	24,35	-0,975	-10,9
Direção 5	39,83	6,838	-4,91
Direção 6	27,07	6,691	-10,8
Direção 7	30,46	3,98	-5,84
Direção 8	24,85	-0,972	-10,6
Direção 9	28,44	0,97	-8,67
Direção 10	24,67	6,135	-10,9
Direção 11	24,46	0,0194	-11,1
Direção 12	41,81	4,892	-4,6

Nas Figuras 17, 18 e 19, abaixo, podem ser observados os limites mínimo e máximo de geração de potência reativa (fixos), em vermelho, o valor gerado no ponto de operação, em

azul, de cada direção escolhida. Tais pontos correspondem aos pontos limites de operação indicados na Tabela 11 para o Gerador 1 (Figura 17), para o Gerador 2 (Figura 18) e para o Gerador e (Figura 19).

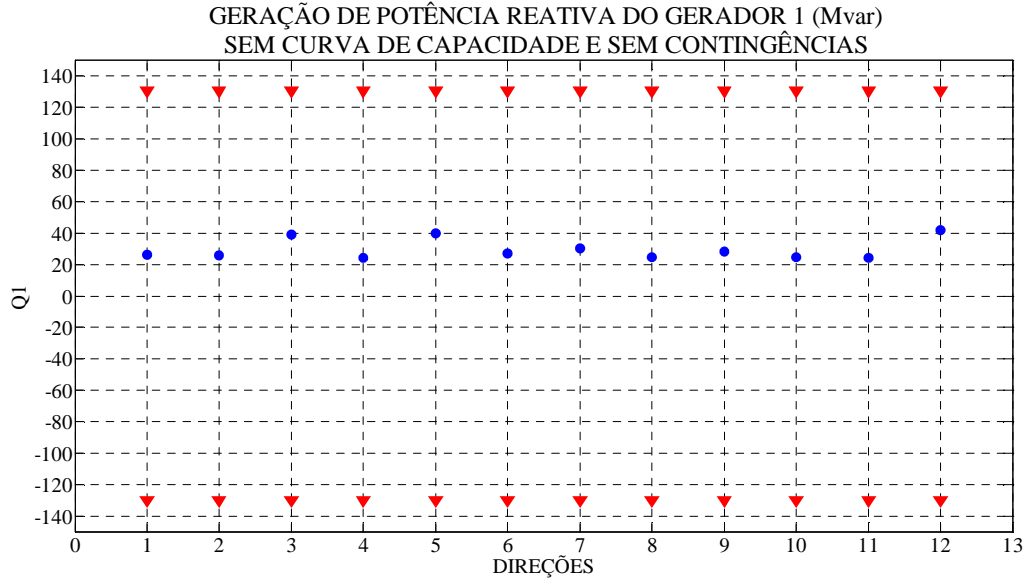


Figura 17 - Caso 1: comportamento da potência reativa do Gerador 1.

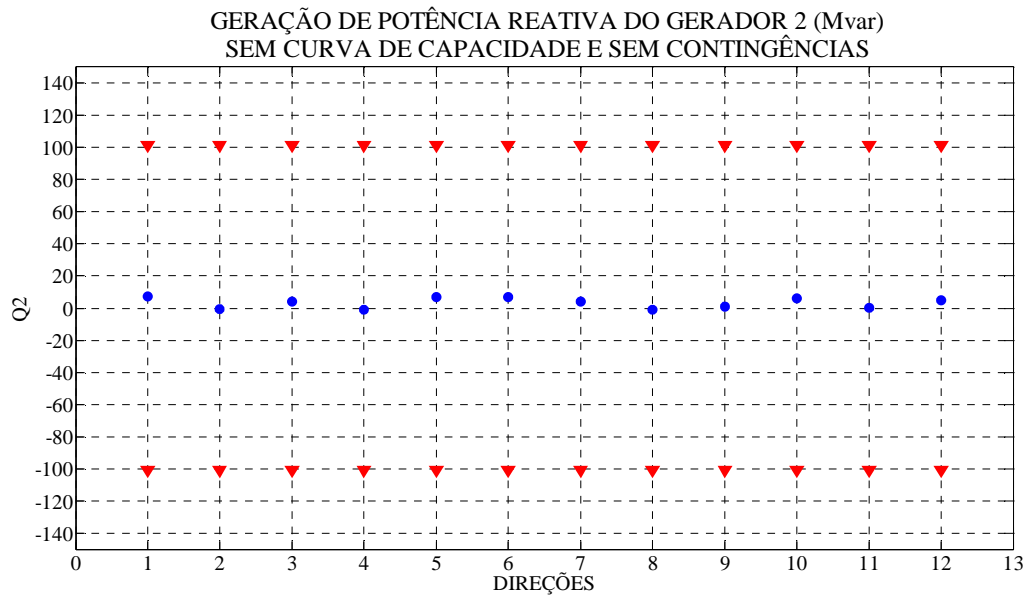


Figura 18 – Caso 1: Comportamento da potência reativa do Gerador 2.

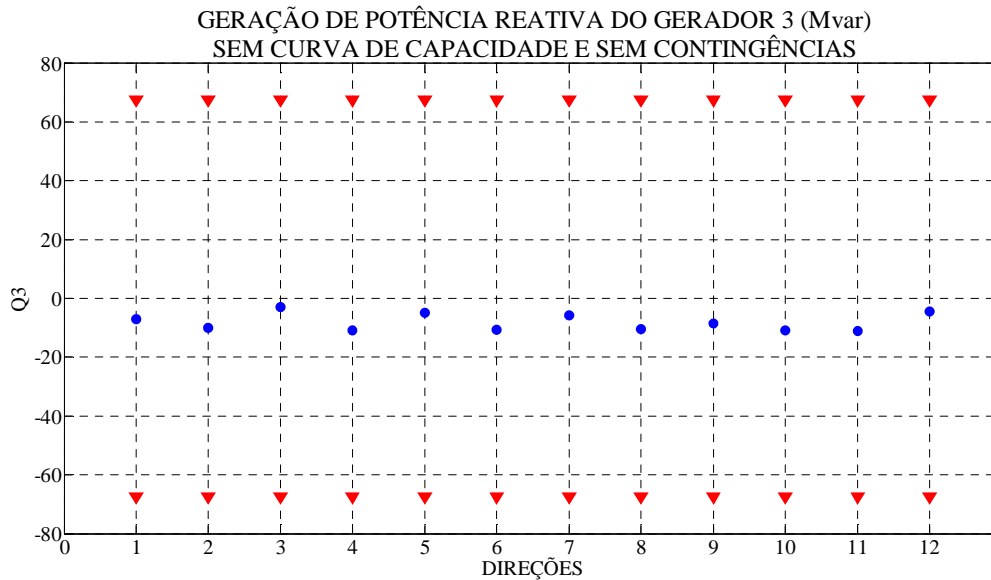


Figura 19 – Caso 1: Comportamento da potência reativa do Gerador 3.

Como é observado, não houve nenhuma violação de potência reativa nos casos fronteira da região de segurança. Os valores gerados estão dentro de uma zona confortável de operação, visto que, estão longe dos limites superiores e inferiores de geração de potência reativa.

### 4.3.2 – Caso 2

Nesta etapa, passa a ser considerada a possível ocorrência de uma contingência, como o desligamento de linhas do sistema. Serão desligadas separadamente seis linhas do sistema. A cada passo ao longo de uma direção será calculado o fluxo de potência na ausência de cada uma das seis linhas desligadas, o novo ponto de fronteira será o ponto de operação que suporte a perda de todas as seis contingências, uma de cada vez, e ainda sim continue atendendo a carga demandada no sistema. De acordo com o diagrama unifilar da Figura 12, as seguintes linhas do sistema serão desligadas:

- Linha entre a barra 4 e a barra 5.
- Linha entre a barra 4 e a barra 6.
- Linha entre a barra 5 e a barra 7.
- Linha entre a barra 6 e a barra 9.
- Linha entre a barra 7 e a barra 8.
- Linha entre a barra 8 e a barra 9.

A cada passo dado nas direções já predeterminadas é analisada o comportamento do sistema para cada uma das contingências acima listadas. Não ocorrendo nenhuma violação, é dado então o passo seguinte, até que seja encontrado o ponto limite em que seja possível o sistema funcionar no critério n-1, sem que seja violado nenhum dos limites pré-estabelecidos.

Na Tabela 12 são observados os valores de geração correspondente à fronteira da região de segurança para o Caso 2. Observa-se que estão destacados de vermelho os pontos onde o limitante naquela direção é a geração de potência ativa.

Tabela 12 – Caso 2: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).

	G1	G2	G3
Ponto de operação	153,1	81,5	85
Direção 1	153,1	163,2	3,3
Direção 2	153,1	57,7	108,8
Direção 3	221,1	81,5	17
Direção 4	129,3	81,5	108,8
Direção 5	195,1	39,5	85
Direção 6	71,4	163,2	85
Direção 7	195,6	124	0
Direção 8	141,2	69,6	108,8
Direção 9	176,9	33,9	108,8
Direção 10	112,3	163,2	44,1
Direção 11	105,5	105,3	108,8
Direção 12	211,1	52,5	56

A Figura 20 mostra o nomograma G1 x G2 para o Caso 2.

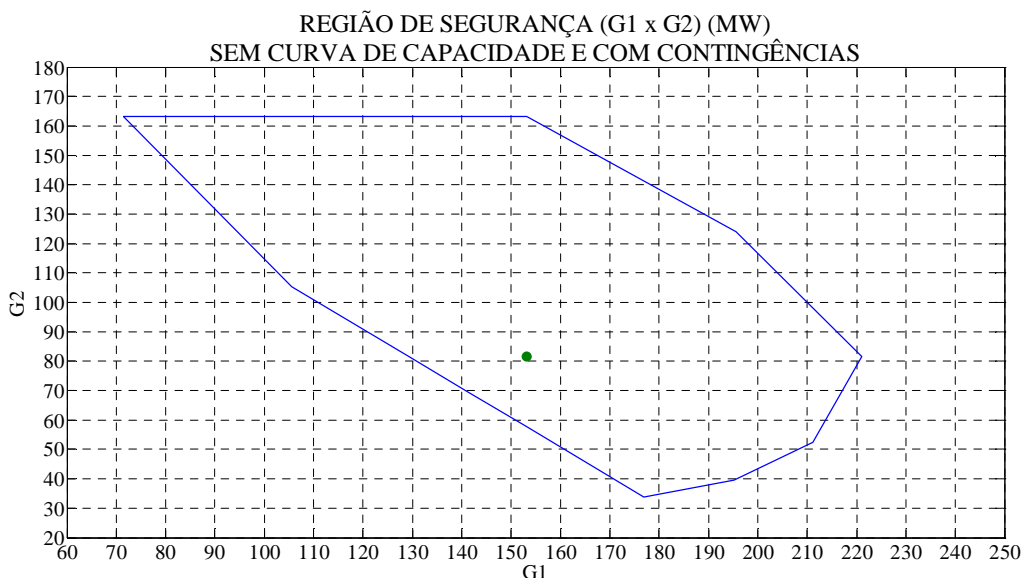


Figura 20 – Caso 2: região de segurança (G1 x G2).

Na Figura 21 pode-se observar o nomograma G1 x G3, sem curva de capacidade e com análise de contingências.

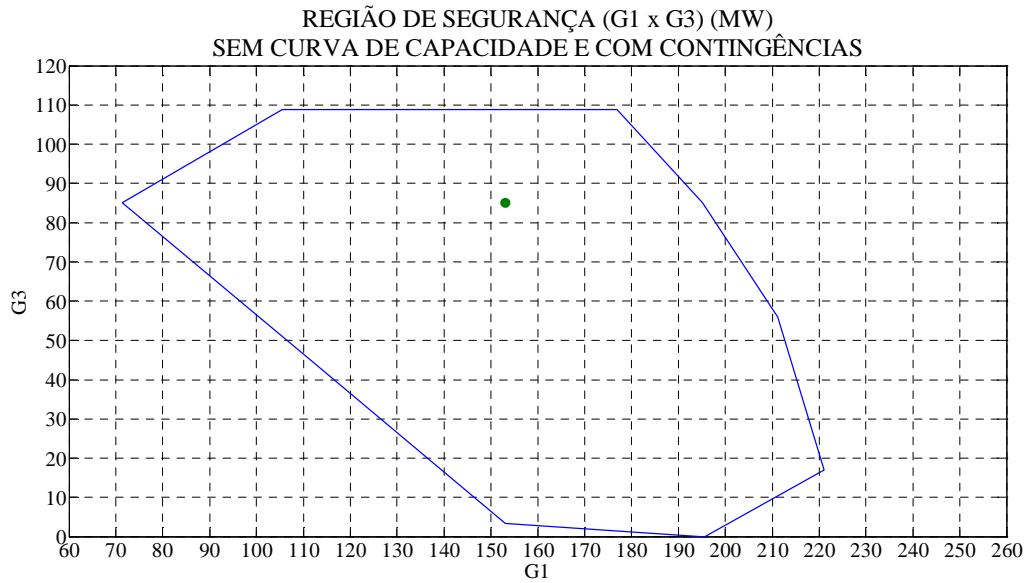


Figura 21 – Caso 2: região de segurança (G1 x G3).

Finalmente, a Figura 22 mostra o nomograma G2 x G3 para o Caso 2.

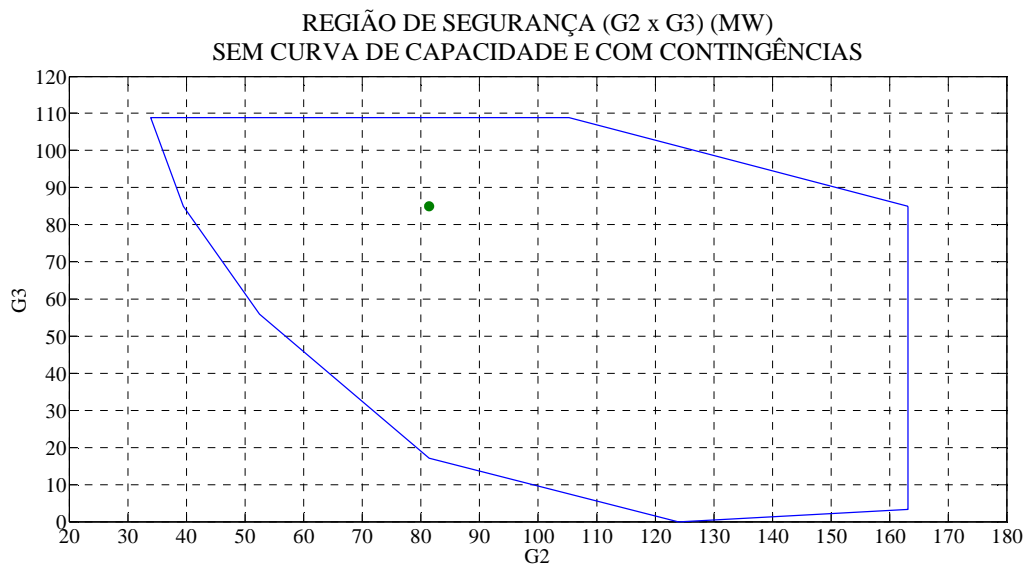


Figura 22 – Caso 2: região de segurança (G2 x G3).

Na Tabela 13 são observados os valores de geração de potência reativa nos pontos limites da região de segurança.

Tabela 13 – Caso 2: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).

	G1	G2	G3
Caso Base	25,02	-0,951	-11,5
Direção 1	26,33	7,382	-7,1
Direção 2	25,69	-0,661	-10,1
Direção 3	34,79	2,49	-6,1
Direção 4	24,49	-1,08	-11,5
Direção 5	30,39	1,086	-9,07
Direção 6	24,88	3,081	-11,8
Direção 7	30,46	3,982	-5,84
Direção 8	24,85	-0,972	-10,6
Direção 9	28,41	0,9295	-8,69
Direção 10	24,58	5,789	-11
Direção 11	24,46	0,0197	-11,1
Direção 12	32,75	1,387	-8,51

Na Figura 23 é visto o comportamento da geração de potência reativa do Gerador 1 nos pontos correspondentes à fronteira da região de segurança calculada para o Caso 2.

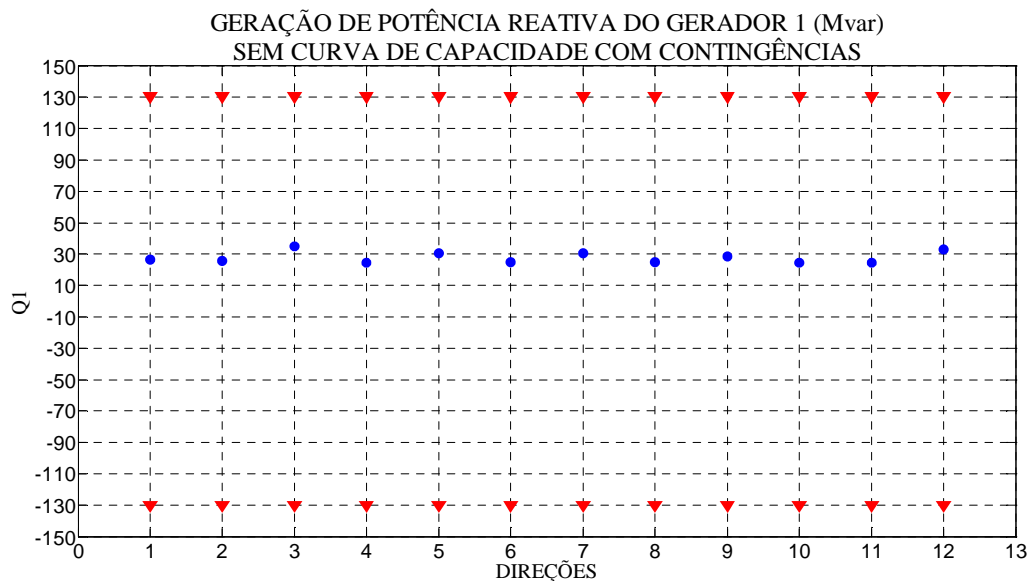


Figura 23 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 1.

Na Figura 24 é mostrado o comportamento da geração de potência reativa do Gerador 2 nos pontos correspondentes à fronteira da região de segurança calculada para o Caso 2.

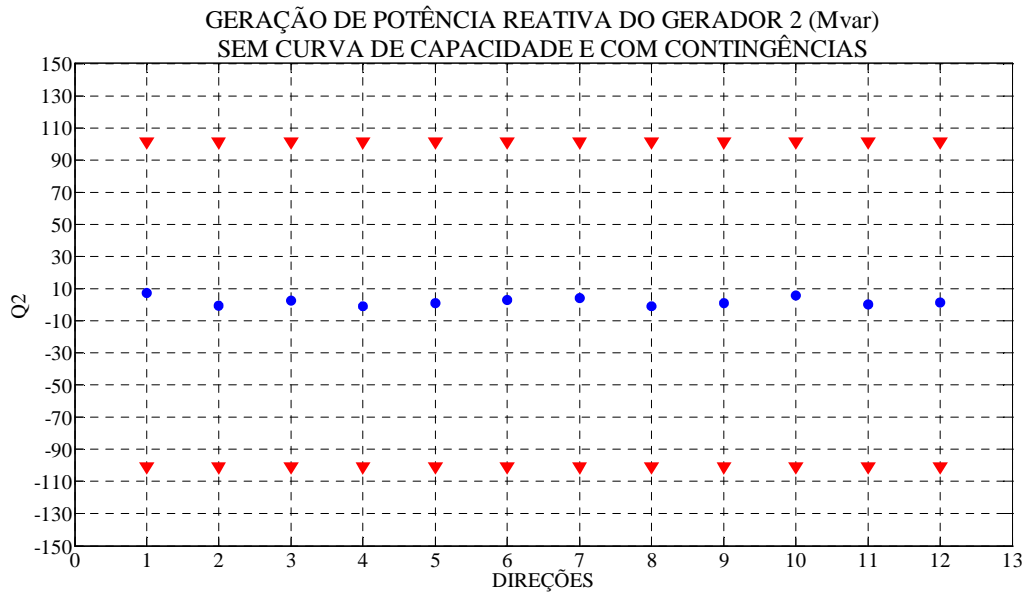


Figura 24 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 2.

Resultado semelhante é apresentado na Figura 25 para o Gerador 3.

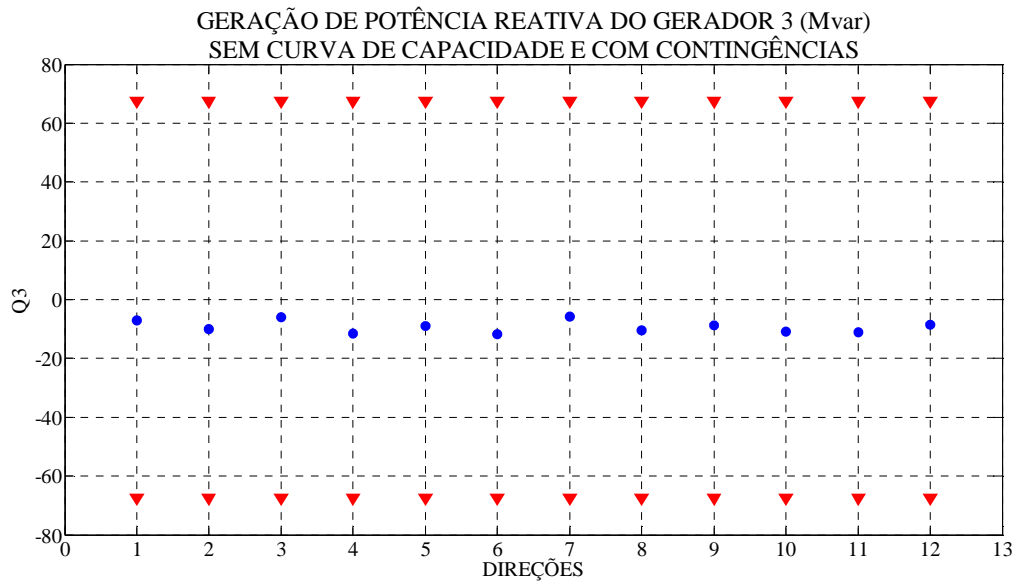
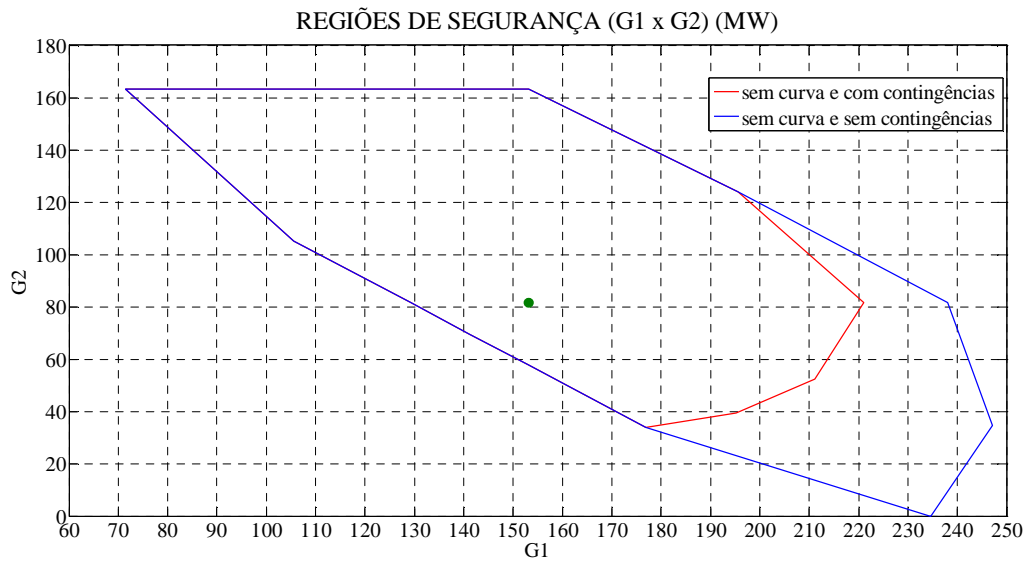


Figura 25 – Caso 2: comportamento da potência reativa do Gerador 3.

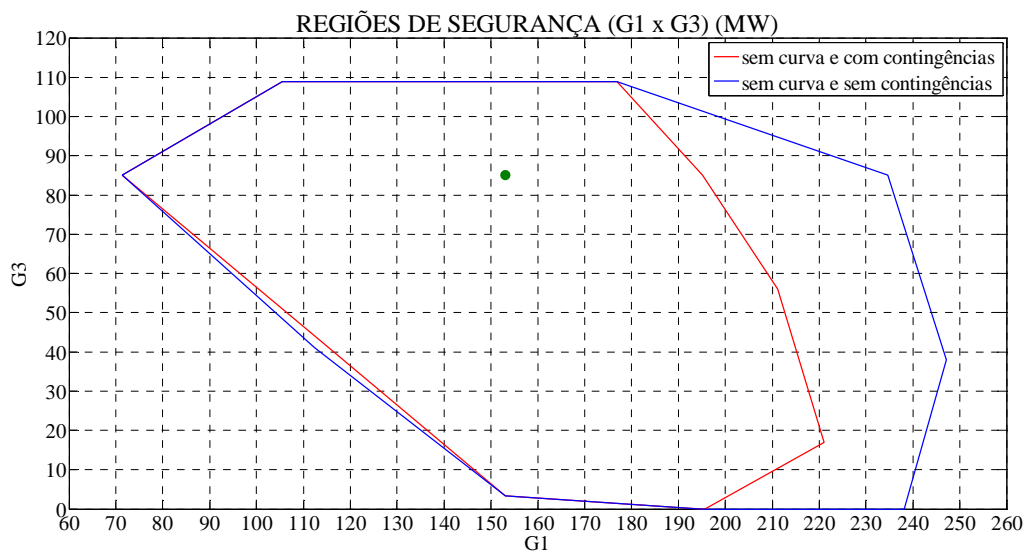
Os gráficos acima mostram que, mesmo com a consideração das contingências, os geradores conseguem operar com relativa folga no que diz respeito à geração de potência reativa.

As Figuras 26, 27 e 28 mostram uma comparação das regiões de segurança (nomogramas G1xG2, G1xG3 e G2xG3, respectivamente) antes e depois da inclusão da

análise das contingências. Nota-se que a consideração das contingências acarreta em uma redução significativa da região segura.



**Figura 26 - Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2.**



**Figura 27 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2.**



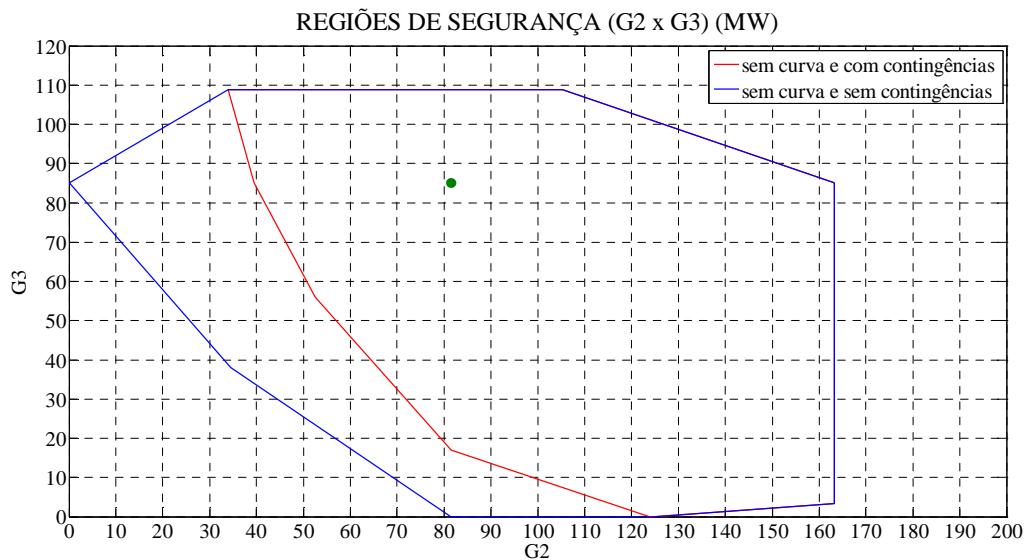


Figura 28 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 2.

### 4.3.3 – Caso 3

O Caso 3 repetiu o mesmo procedimento de deslocamento do ponto de operação nas direções já citadas. Entretanto, foi considerada a curva de capacidade dos geradores. Este caso não considera a ocorrência de contingências na rede.

As Figuras 29, 30 e 31 mostram as curvas de capacidade dos Geradores 1, 2 e 3, respectivamente. Tais curvas foram calculadas pelo programa ANAREDE. O programa indica ainda o ponto de operação calculado que corresponde ao caso base. A Figura 29 mostra que o software utilizado na construção da curva produziu um prolongamento da reta limitante de potência ativa. Esse prolongamento é irrelevante e pode ser ignorado.

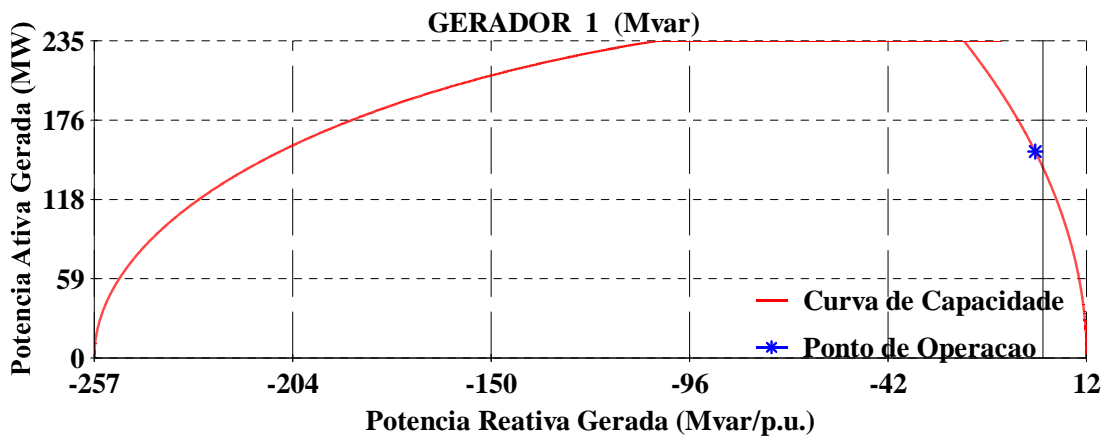


Figura 29 - Curva de capacidade do Gerador 1.

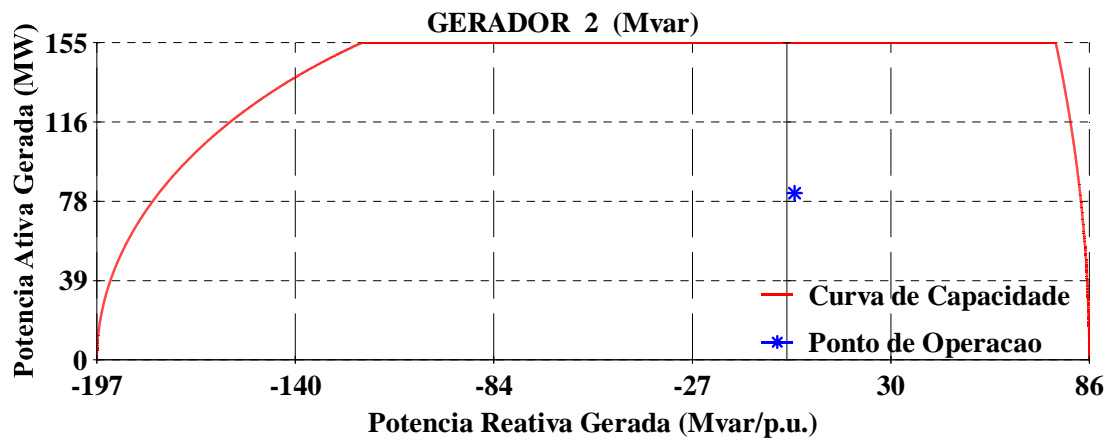


Figura 30 - Curva de capacidade do Gerador 2.

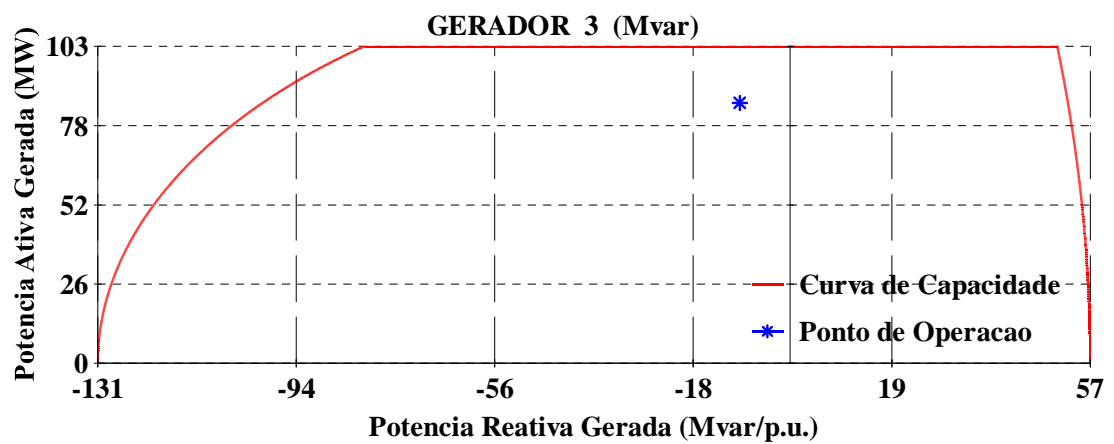


Figura 31 - Curva de capacidade do Gerador 3.

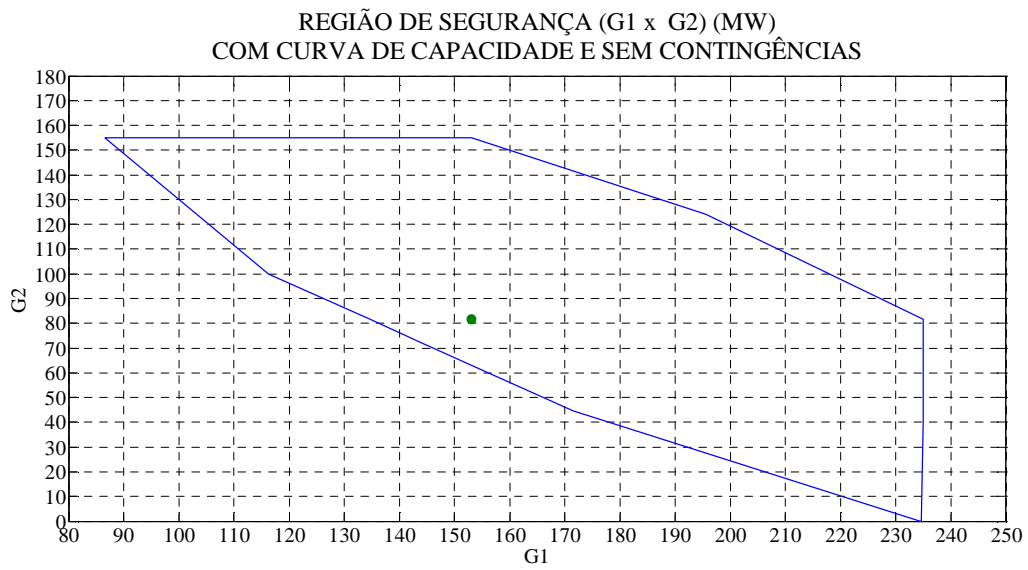
Observa-se que no caso base, o Gerador 1 já não se encontra em uma região confortável de operação, visto que mesmo opera na fronteira da curva de capacidade.

Após o cálculo da região de segurança, é obtida a Tabela 14 com os valores limites de geração de potência ativa.

Tabela 14 – Caso 3: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).

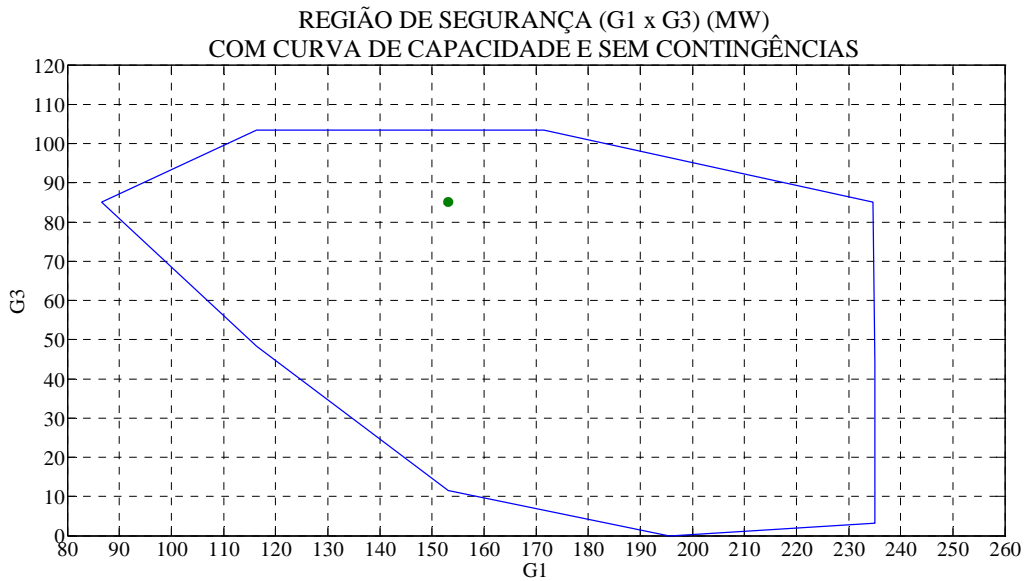
	G1	G2	G3
Ponto de operação	153,1	81,5	85
Direção 1	153,1	155	11,5
Direção 2	153,1	63,1	103,4
Direção 3	235,1	81,5	3,1
Direção 4	134,7	81,5	103,4
Direção 5	234,6	0	85
Direção 6	86,6	155	85
Direção 7	195,6	124	0
Direção 8	143,9	72,3	103,4
Direção 9	171,5	44,7	103,4
Direção 10	116,4	155	48,2
Direção 11	116,3	99,9	103,4
Direção 12	235,1	40,6	44

Na Figura 32 é visto o nomograma G1 x G2 correspondente ao Caso 3.



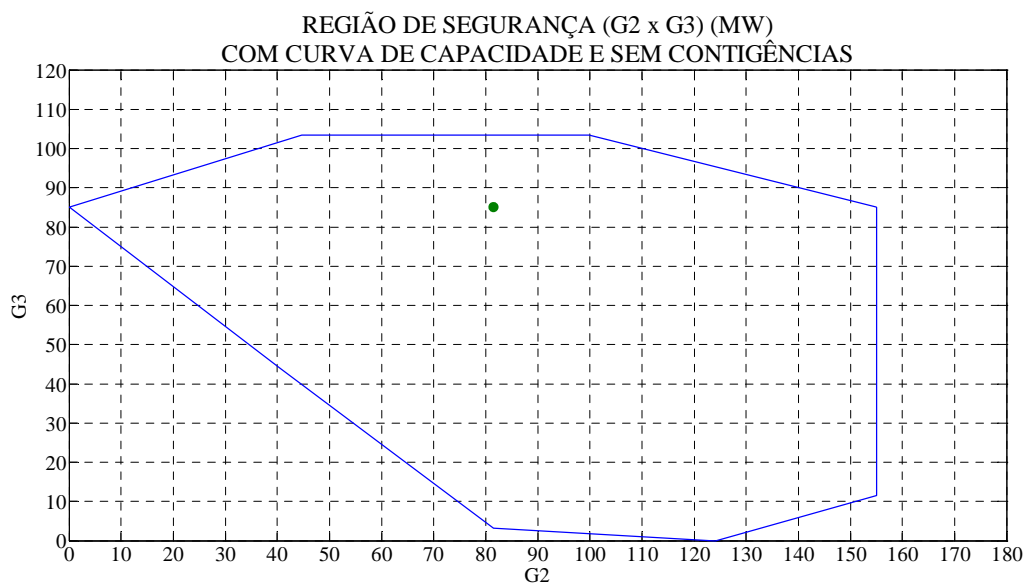
**Figura 32 – Caso 3: região de segurança (G1 x G2).**

Na Figura 33 é mostrado o nomograma G1 x G3 para o caso com a curva de capacidade e sem análise de contingências.



**Figura 33 – Caso 3: região de segurança (G1 x G3).**

Na Figura 34 é observado o nomograma G2 x G3 obtido para o Caso 3.



**Figura 34 – Caso 3: região de segurança (G2 x G3).**

Os limites mínimos e máximos de potência reativa se alteram bastante quando passa-se a considerar a curva de capacidade, não se mantendo mais fixos como nos casos anteriores. Na Tabela 15 podem ser visto os valores dos limites máximos e mínimos de geração de potência reativa do Gerador 1.

**Tabela 15 – Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 1).**

Gerador 1	Qmín.	Qmáx.
Ponto de operação	-207	-59,6
Direção 1	-207	-59,6
Direção 2	-207	-59,6
Direção 3	-105	-67,8
Direção 4	-219	-58,3
Direção 5	-106	-67,4
Direção 6	-242	-55,6
Direção 7	-167	-67,3
Direção 8	-213	-58,9
Direção 9	-192	-61,1
Direção 10	-230	-57,1
Direção 11	-230	-57,1
Direção 12	-105	-67,5

As Tabela 16 e 17 mostram resultados semelhantes para os Geradores 2 e 3, respectivamente.

Tabela 16 - Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 2).

Gerador 2	Qmín.	Qmáx.
Caso Base	-166	129,6
Direção 1	-121	104,2
Direção 2	-173	133,4
Direção 3	-166	129,6
Direção 4	-166	129,6
Direção 5	-197	138,9
Direção 6	-121	104,2
Direção 7	-153	117,1
Direção 8	-169	131,6
Direção 9	-180	136,1
Direção 10	-121	104,2
Direção 11	-160	124,9
Direção 12	-182	136,6

Tabela 17 - Caso 3: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 3).

Gerador 3	Qmín.	Qmáx.
Caso Base	-54	81,38
Direção 1	-81,3	99,75
Direção 2	-49,5	71,7
Direção 3	-87,7	100,1
Direção 4	-49,5	71,7
Direção 5	-54	81,38
Direção 6	-54	81,38
Direção 7	-89,5	100,1
Direção 8	-49,5	71,7
Direção 9	-49,5	71,7
Direção 10	-65,1	94,26
Direção 11	-49,5	71,7
Direção 12	-66,5	95,24

Os valores das potências reativas geradas calculados na fronteira da região de segurança seguem na Tabela 18.

Tabela 18 – Caso 3: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).

	G1	G2	G3
Ponto de operação	-59,7	-0,927	-11,5
Direção 1	-59,6	5,904	-8,17
Direção 2	-59,6	-0,805	-10,5
Direção 3	-67,5	3,877	-3,62
Direção 4	-58,2	-1	-11,1
Direção 5	-67,5	6,869	-4,88
Direção 6	-55,6	5,252	-11,2
Direção 7	-63,3	4,002	-5,82
Direção 8	-58,9	-0,996	-10,9
Direção 9	-61,1	0,1648	-9,5
Direção 10	-57,1	4,852	-11,2
Direção 11	-57,1	-0,403	-11,4
Direção 12	-67,5	3,552	-6,07

Com os valores adquiridos são construídos os gráficos das Figuras 35, 36 e 37. Na Figura 35 é observado os valores de geração de potência reativa do Gerador 1 ao fim das doze direções. É visto que os pontos de operação em azul estão sobrepostos ao limite superior em vermelho e na direção 7 existe uma pequena violação de potência reativa. Esta violação ocorre pelo critério de tolerância de convergência do erro adotado no cálculo dos fluxos de potências pelo programa utilizado de 1 Mvar. Note-se que os limites superiores são negativos, indicando que o gerador deve sempre absorver potência reativa.

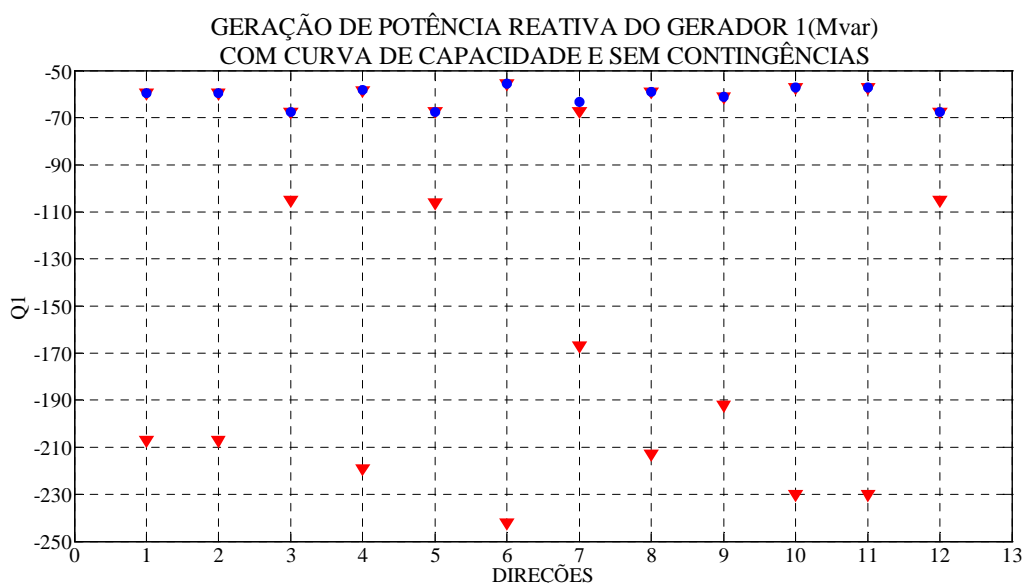


Figura 35 – Caso 3: comportamento da potência reativado Gerador 1.

Uma solução seria a instalação de outro gerador nessa usina ou mesmo a instalação de um banco de capacitores para compensar essa potência reativa.

A geração de potência reativa do Gerador 2, para o Caso 3, é vista na Figura 36.

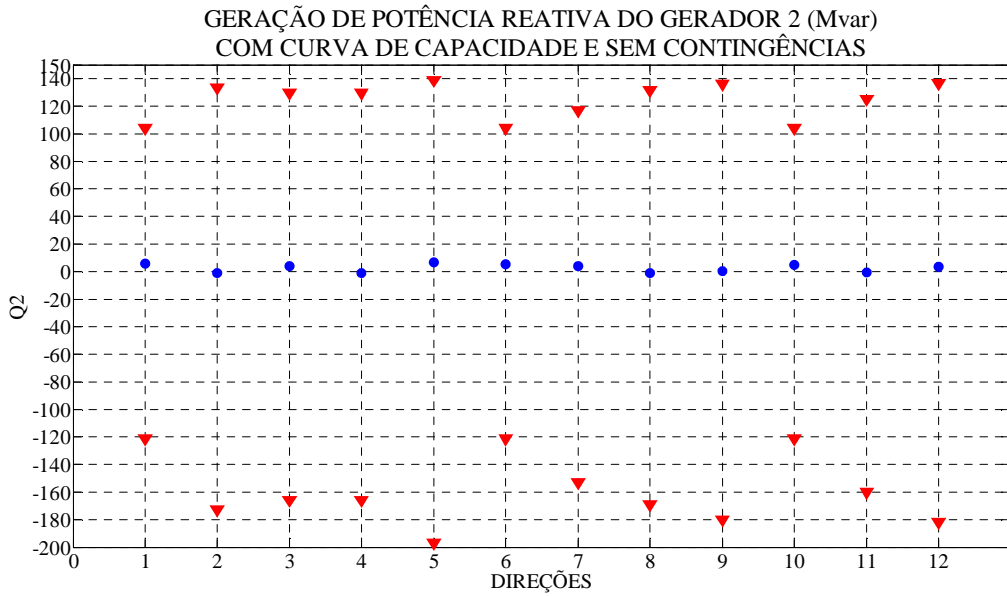


Figura 36 – Caso 3: comportamento da potência reativa do Gerador 2.

Na Figura 37 é observada a geração de potência reativa do Gerador 3 ao final das doze direções.

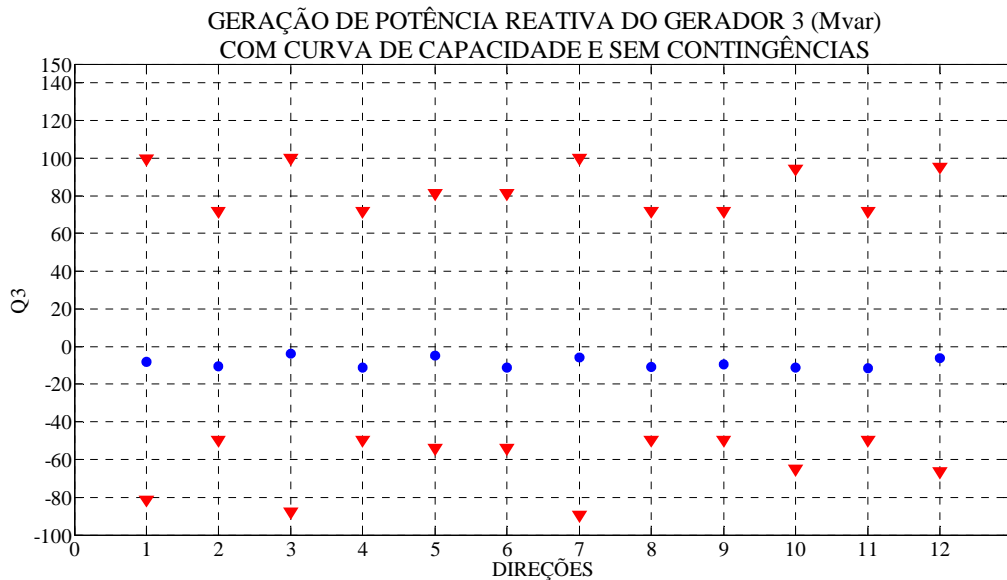


Figura 37 – Caso 3: comportamento da potência reativa do Gerador 3.



A título de ilustração, é mostrado a seguir o comportamento dos limites mínimo e máximo de geração de potência reativa dos geradores do sistema, calculados ao longo de ma das direções. Como exemplo, foi considerada a Direção 12 (onde era aumentada a potência ativa do gerador 1 e eram reduzidas no gerador 2 e 3).

Foram acompanhados os comportamentos dos limites mínimos e máximos de potência reativa partindo do ponto de operação até o limite da Direção 12. As Figuras 38 e 39 mostram os limites do Gerador 1. Nas Figuras 40 e 41 são apresentados os limites do Gerador 2. Finalmente, a evolução dos limites de geração de potência reativa do Gerador 3 ao longo da Direção 12 é indicada nas Figuras 42 e 43.

Observando os seis gráficos pôde ser notado que o Gerador 1 é o mais restritivo e o Gerador 2 possui a maior faixa de limite de potência reativa.

Pelas Figuras 38 e 39 pode ser observado que o Gerador 1 se tornou mais restrito ao final da Direção 12.

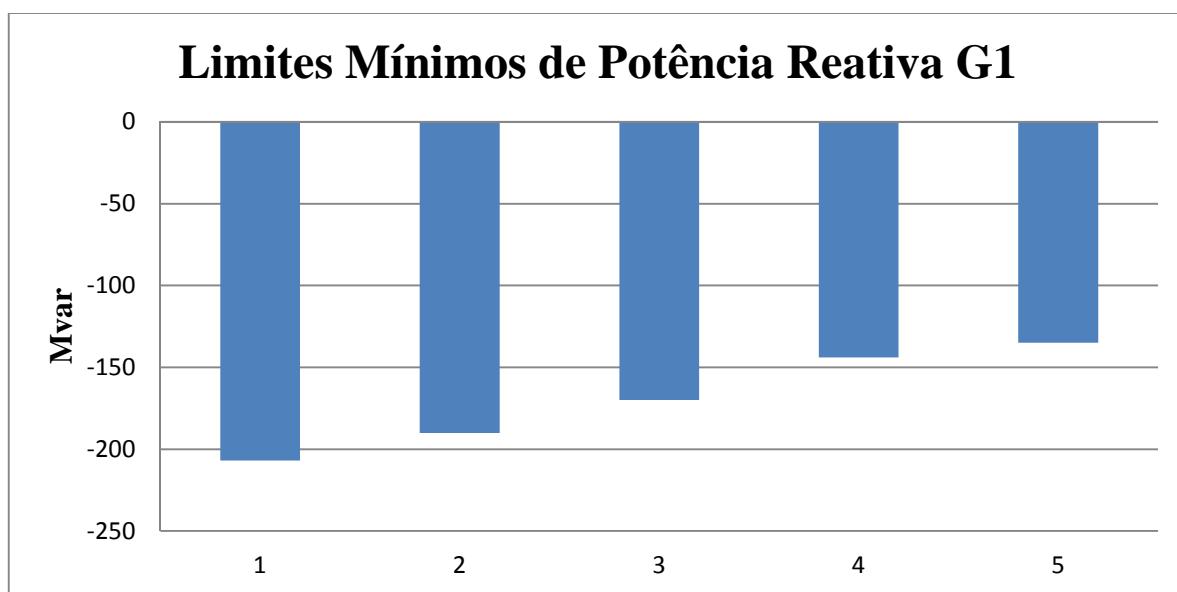


Figura 38 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.



Figura 39 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

Observando as Figuras 40 e 41 pode ser visto que o Gerador 2 se tornou menos restritivo ao final da Direção 12.

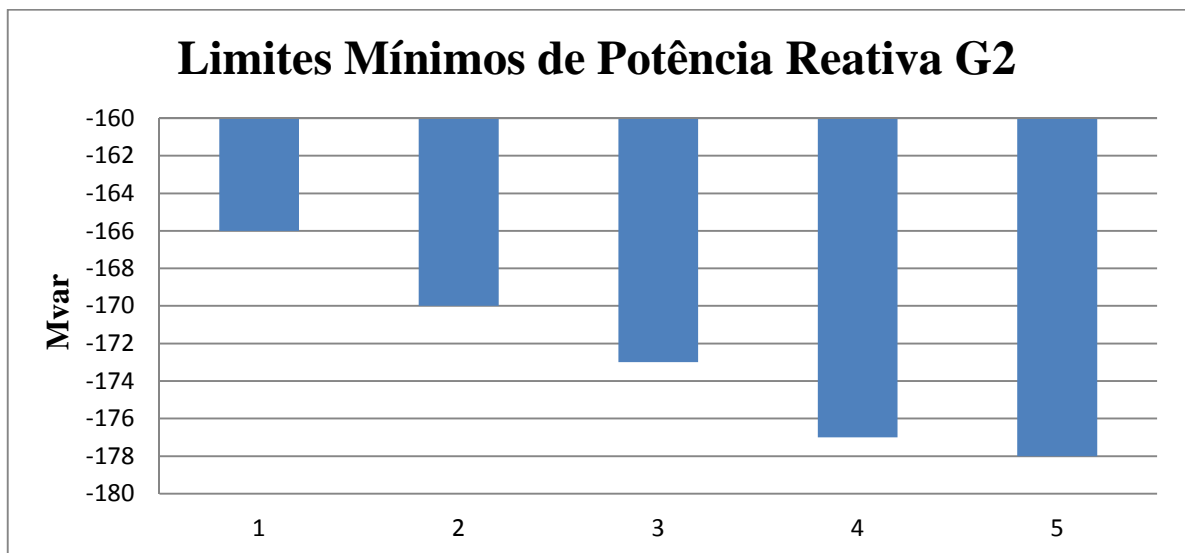


Figura 40 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.



Figura 41 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

Nas Figuras 42 e 43 pode ser visto que o aumento dos limites máximos e mínimos da potência reativa do Gerador 3.

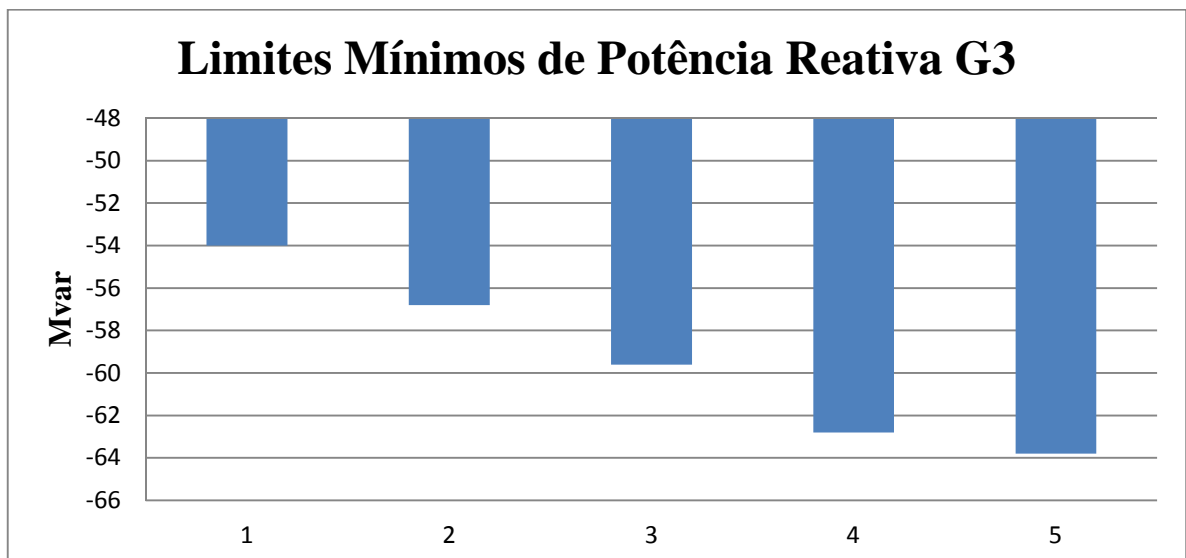


Figura 42 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

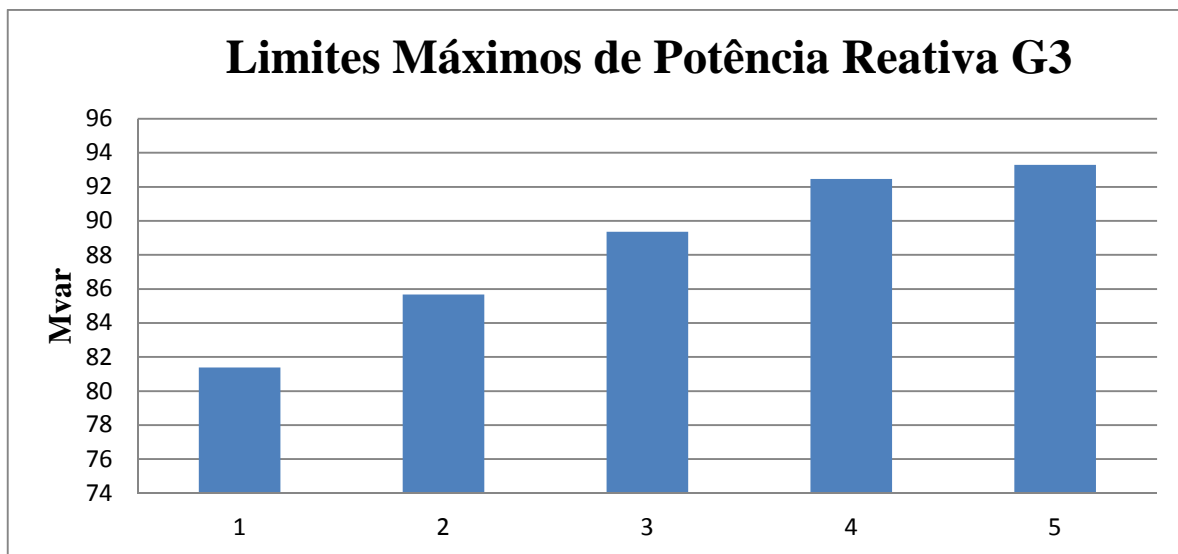


Figura 43 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

#### 4.3.4 – Caso 4

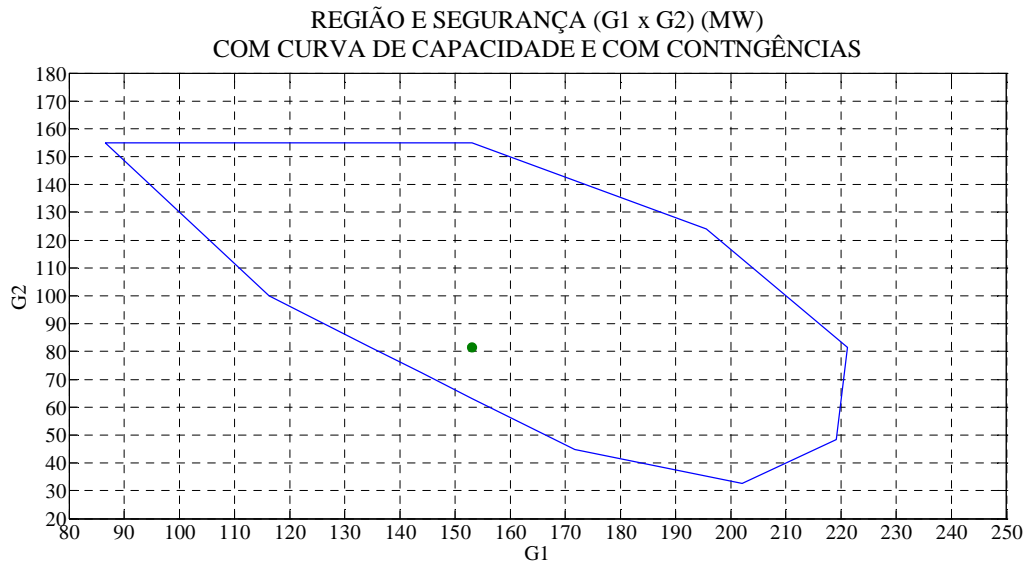
Neste último caso, foram encontrados os limites da região de segurança estática considerando a curva de capacidade dos geradores e as possíveis contingências, critério n-1, com desligamento das linhas de transmissão já citadas anteriormente.

Na Tabela 19 são encontrados os valores de geração de potência ativa obtidos na fronteira da região de segurança estática com a presença da curva de capacidade e análise de contingências (Caso 4).

Tabela 19 – Caso 4: valores de potência ativa nos pontos limites de operação (MW).

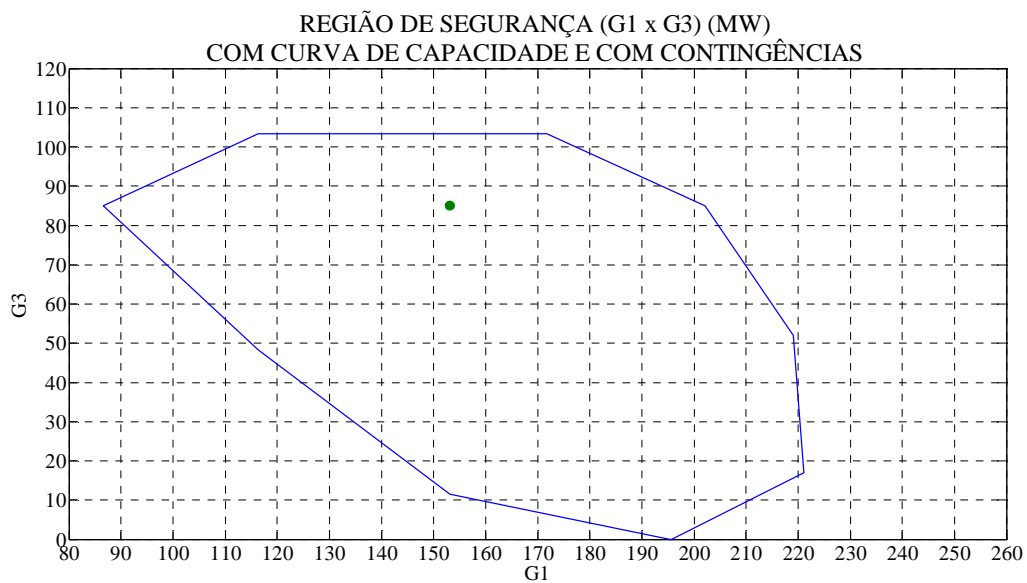
	G1	G2	G3
Caso Base	153,1	81,5	85
Direção 1	153,1	155	11,5
Direção 2	153,1	63,1	103,4
Direção 3	221,1	81,5	17
Direção 4	134,7	81,5	103,4
Direção 5	202,1	32,5	85
Direção 6	86,6	155	85
Direção 7	195,6	124	0
Direção 8	143,9	72,3	103,4
Direção 9	171,7	44,7	103,4
Direção 10	116,4	155	48,2
Direção 11	116,3	99,9	103,4
Direção 12	219	48,6	52

Na Figura 44 é encontrado o nomograma G1 x G2 referente ao Caso 4.



**Figura 44 – Caso 4: região de segurança (G1 x G2).**

Na Figura 45 é observado o nomograma G1 x G3 quando é modelada a curva de capacidade com análise de contingências.



**Figura 45 – Caso 4: região de segurança (G1 x G3).**

Na Figura 46 é visto o nomograma G2 x G3 para o Caso 4.

REGIÃO DE SEGURANÇA (G2 x G3) (MW)  
COM CURVA DE CAPACIDADE E COM CONTINGÊNCIAS

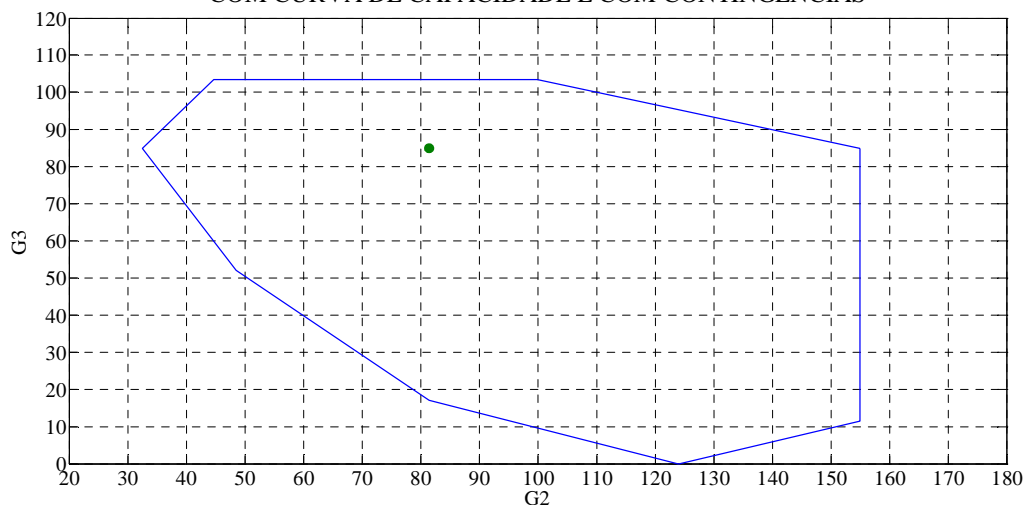


Figura 46 – Caso 4: região de segurança (G2 x G3) .

De forma similar ao Caso 3, neste caso ocorre a variação nos limites máximos e mínimos de geração de potência reativa, como pode ser observado nas Tabelas 20, 21 e 22 para os Geradores 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 20 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 1).

Gerador 1	Qmín.	Qmáx.
Caso Base	-207	-59,6
Direção 1	-207	-59,6
Direção 2	-207	-59,6
Direção 3	-132	-65,9
Direção 4	-219	-58,3
Direção 5	-159	-63,9
Direção 6	-242	-55,6
Direção 7	-167	-63,3
Direção 8	-213	-58,9
Direção 9	-192	-61,1
Direção 10	-230	-57,1
Direção 11	-230	-57,1
Direção 12	-135	-65,7

Tabela 21 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 2).

Gerador 2	Qmín.	Qmáx.
Caso Base	-166	129,6
Direção 1	-121	104,2
Direção 2	-173	133,4
Direção 3	-166	129,6
Direção 4	-166	129,6
Direção 5	-186	137,4
Direção 6	-121	104,2
Direção 7	-153	117,1
Direção 8	-169	131,6
Direção 9	-180	136,1
Direção 10	-121	104,2
Direção 11	-160	124,9
Direção 12	-178	135,6

Tabela 22 - Caso 4: limites de geração de potência reativa (Mvar) na fronteira da região de segurança (Gerador 3).

Gerador 3	Qmín.	Qmáx.
Caso Base	-54	81,38
Direção 1	-81,3	99,75
Direção 2	-49,5	71,7
Direção 3	-78	99,36
Direção 4	-49,5	71,7
Direção 5	-54	81,38
Direção 6	-54	81,38
Direção 7	-89,5	100,1
Direção 8	-49,5	71,7
Direção 9	-49,5	71,7
Direção 10	-65,1	94,26
Direção 11	-49,5	71,7
Direção 12	-63,8	93,29

Na Tabela 23 são encontrados os valores de geração de potência reativa calculados nos pontos da fronteira s da região de segurança nas 12 direções consideradas.

Tabela 23 – Caso 4: valores de potência reativa nos pontos limites de operação (Mvar).

	G1	G2	G3
Caso Base	-59,7	-0,927	-11,5
Direção 1	-59,7	5,895	-8,18
Direção 2	-59,7	-0,858	-10,6
Direção 3	-65,9	2,516	-6,07
Direção 4	-58,3	-1,03	-11,2
Direção 5	-63,9	1,862	-8,43
Direção 6	-55,9	5,252	-11,2
Direção 7	-63,3	4,002	-5,82
Direção 8	-58,9	-0,993	-10,9
Direção 9	-61,1	0,1648	-9,5
Direção 10	-57,1	4,855	-11,2
Direção 11	-57,1	-0,403	-11,4
Direção 12	-65,7	2,041	-7,76

Na Figura 47 é observado o comportamento da geração de potência reativa do Gerador 1 juntamente com os limites máximos e mínimos, todos calculados na fronteira da região de segurança em cada direção considerada. Observa-se a superposição do valor de geração sobre o limite superior de geração de potência reativa. O Gerador 1 opera no limite máximo de geração de potência reativa.

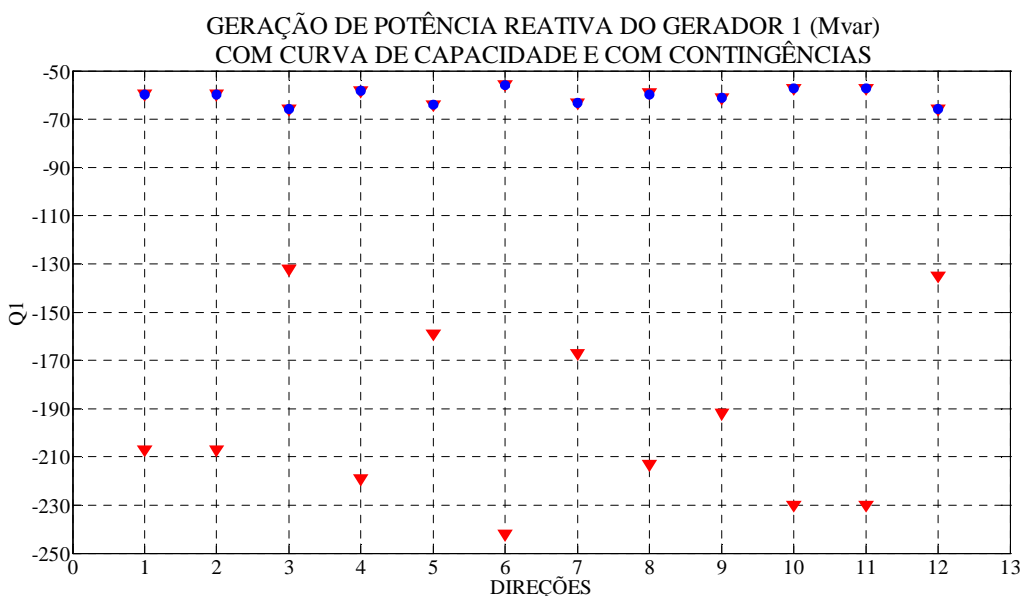
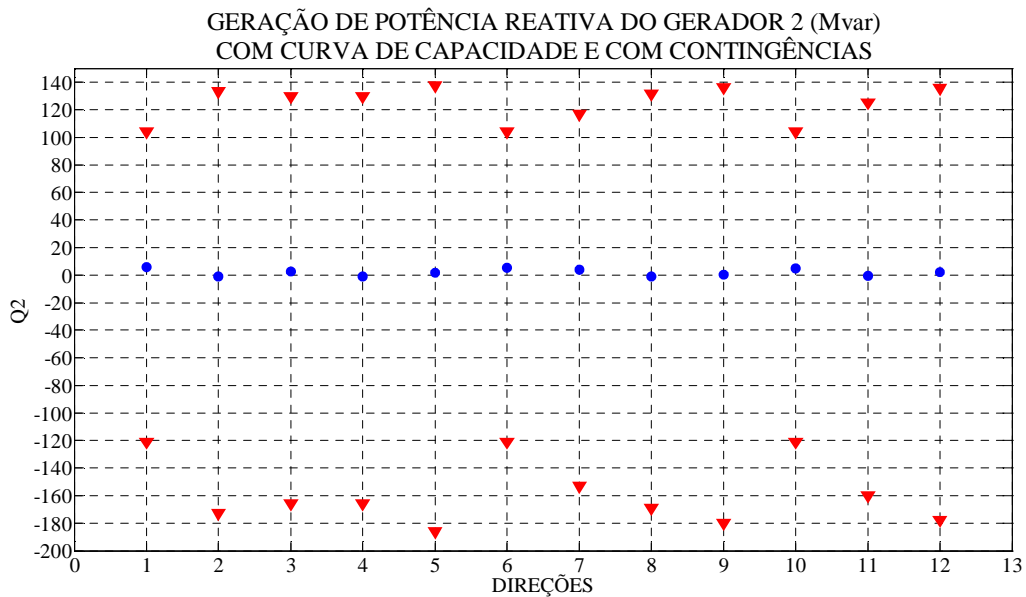


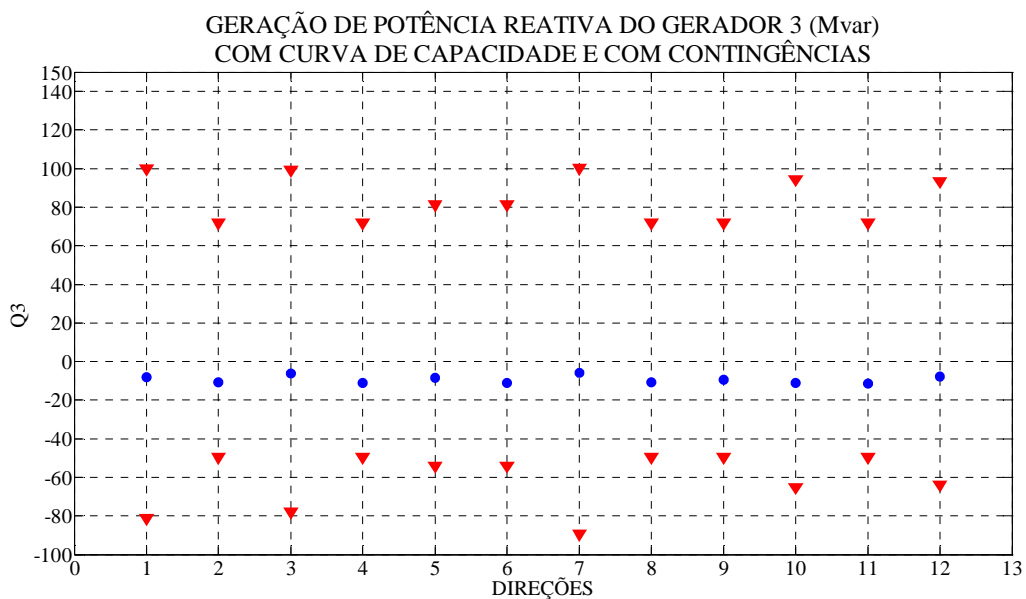
Figura 47 – Caso 4: comportamento da potência reativa do Gerador 1.



Nas Figuras 48 e 49 é visto o comportamento da geração de potência reativa dos Geradores 2 e 3, respectivamente.



**Figura 48 – Caso 4: comportamento da potência reativa Gerador 2.**



**Figura 49 – Caso 4: comportamento da potência reativa Gerador 3.**

A título de ilustração, são apresentadas em anexo a este trabalho as curvas de capacidade de geração calculadas para a condição limite de cada direção considerada.

A Figura 50 mostra uma comparação do nomograma G1 x G2 obtidos nos Casos 3 e 4.. Novamente, o gráfico indica que a inclusão das contingências provoca uma redução da

região segura. Resultados semelhantes são observados nas Figuras 51 (G1 x G3) e 52 (G2 x G3).

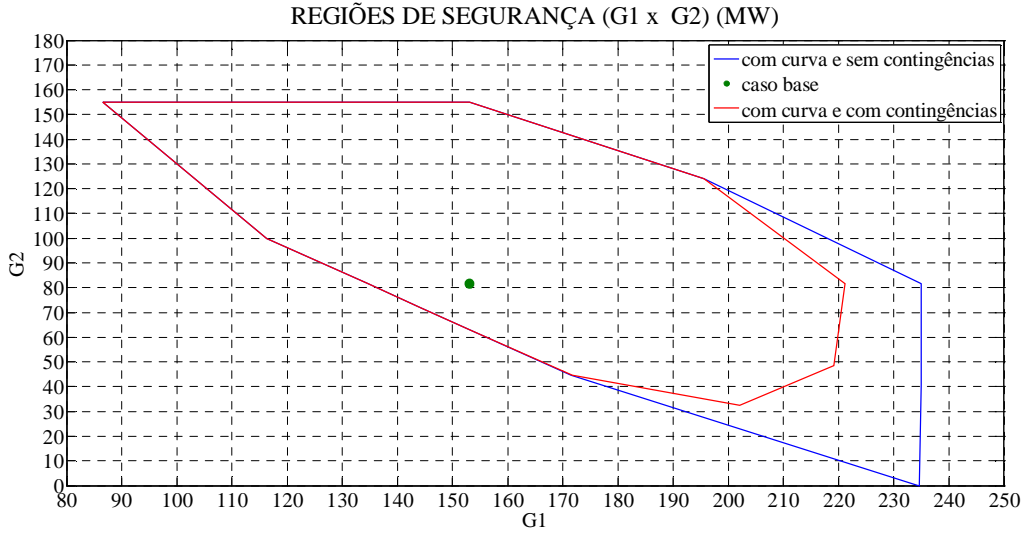


Figura 50 – Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4.

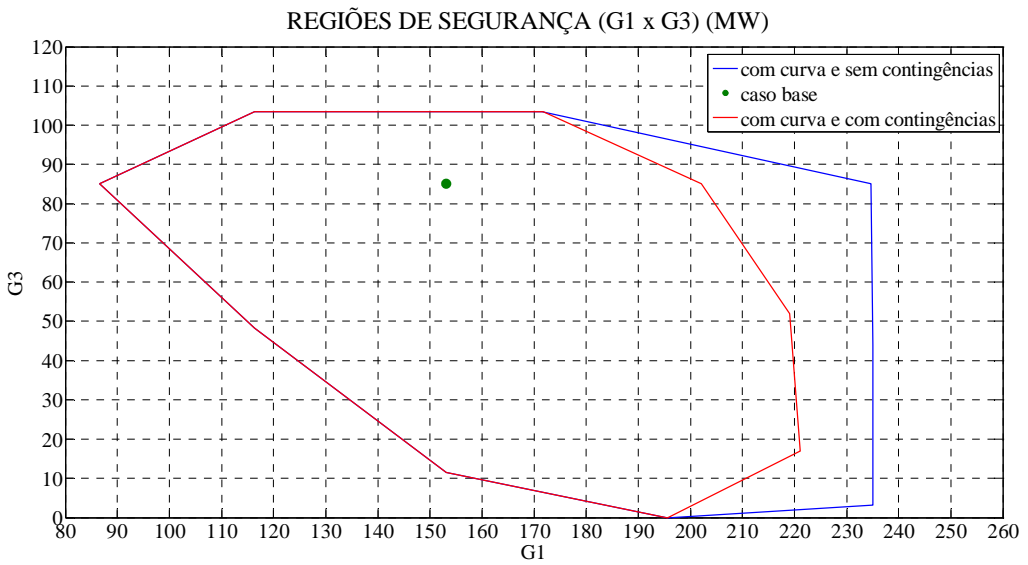


Figura 51 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4.

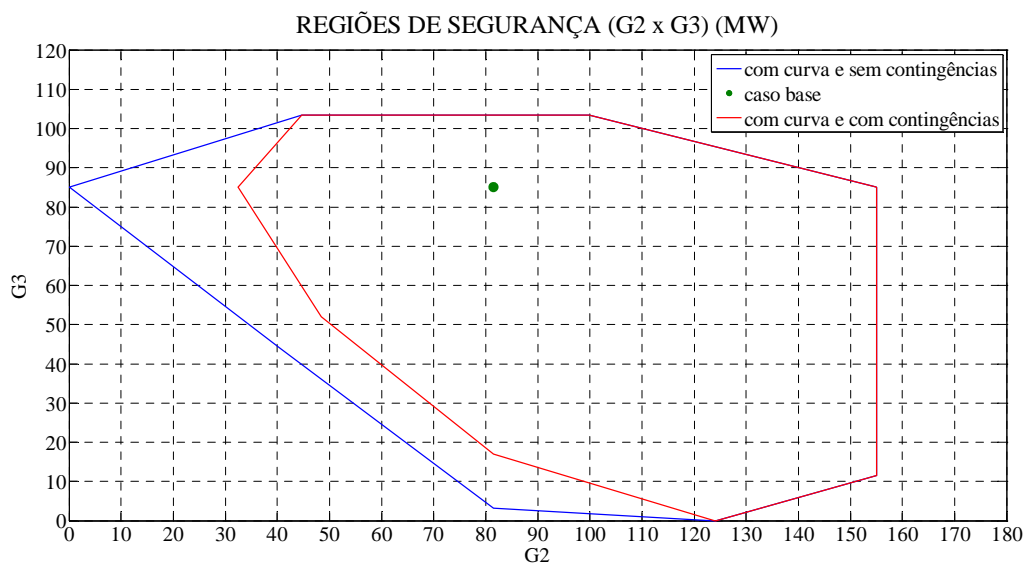


Figura 52 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 3 e o Caso 4.

O mesmo acompanhamento realizado no Caso 3 dos limites mínimos e máximos da potência reativa ao longo da Direção 12 foi realizado no Caso 4. Pôde ser notado o mesmo comportamento, mudando somente o valor final ao longo da Direção 12. O Gerador 1 é o mais restritivo e o Gerador 2 possui a maior faixa de potência reativa.

As Figuras 53 e 54 mostram os limites do Gerador 1. Nas Figuras 55 e 56 são apresentados os limites do Gerador 2. Finalmente, a evolução dos limites de geração de potência reativa do Gerador 3 ao longo da Direção 12 é indicada nas Figuras 57 e 58.

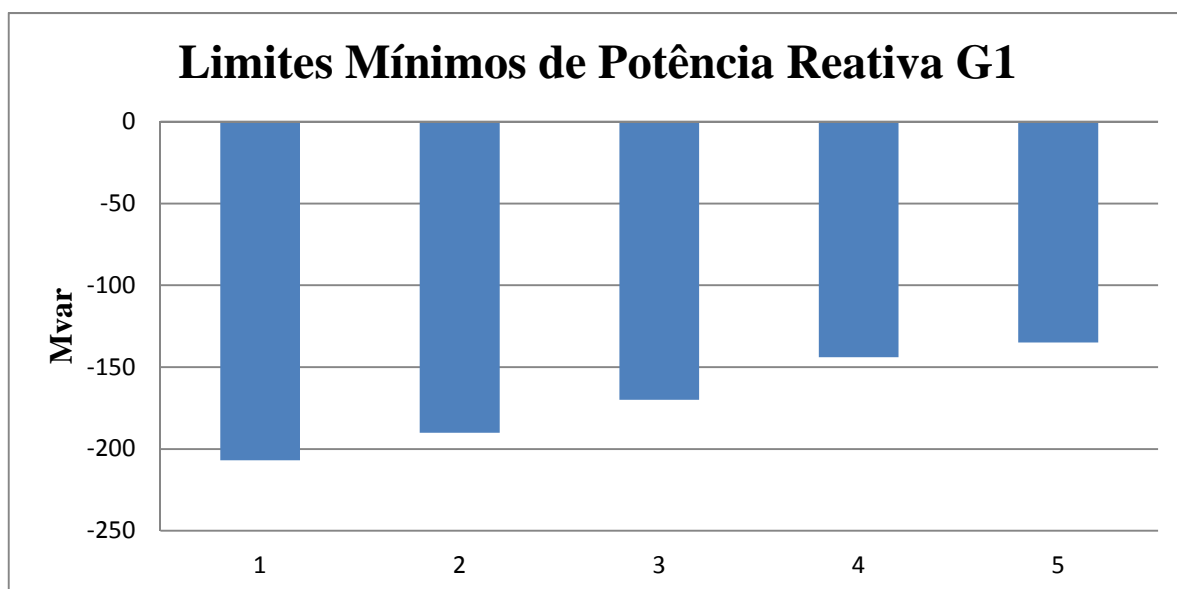


Figura 53 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.



Figura 54 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 1 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

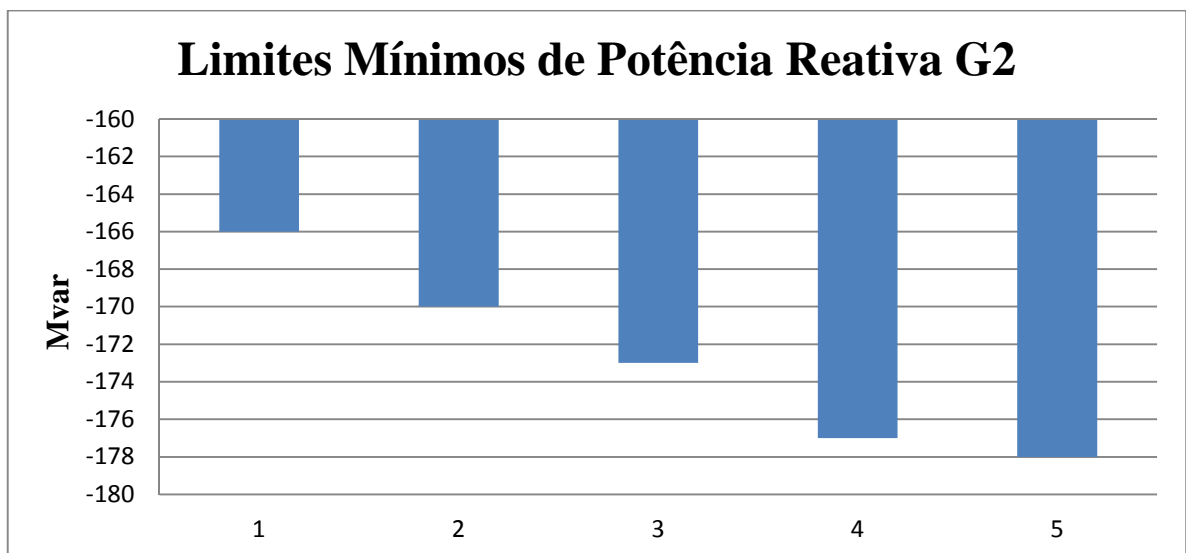


Figura 55 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.



Figura 56 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 2 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

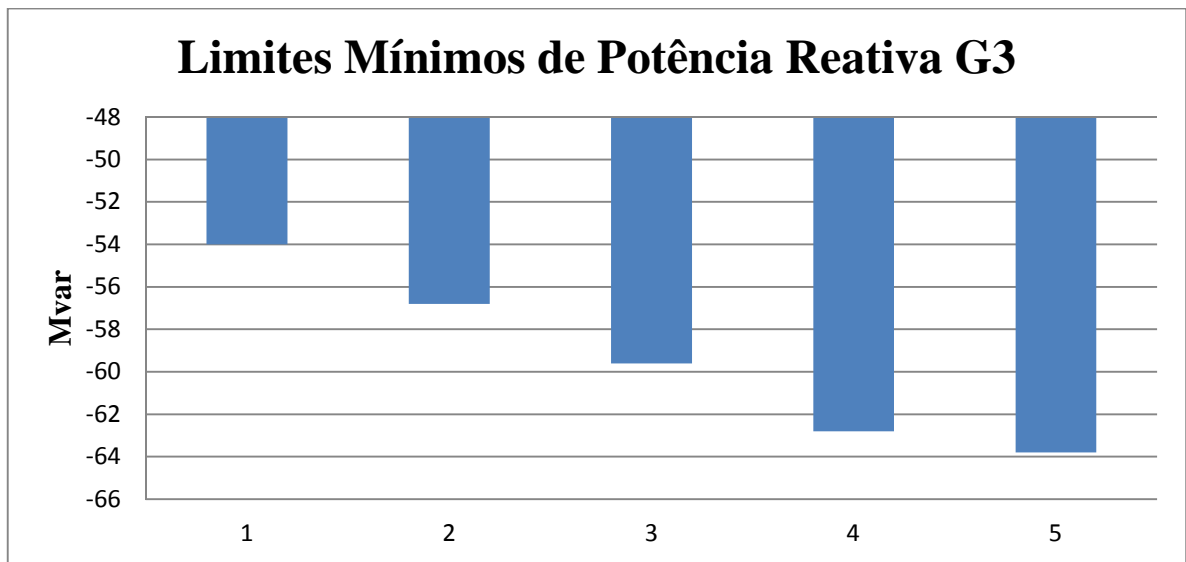


Figura 57 - Variação dos limites mínimos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

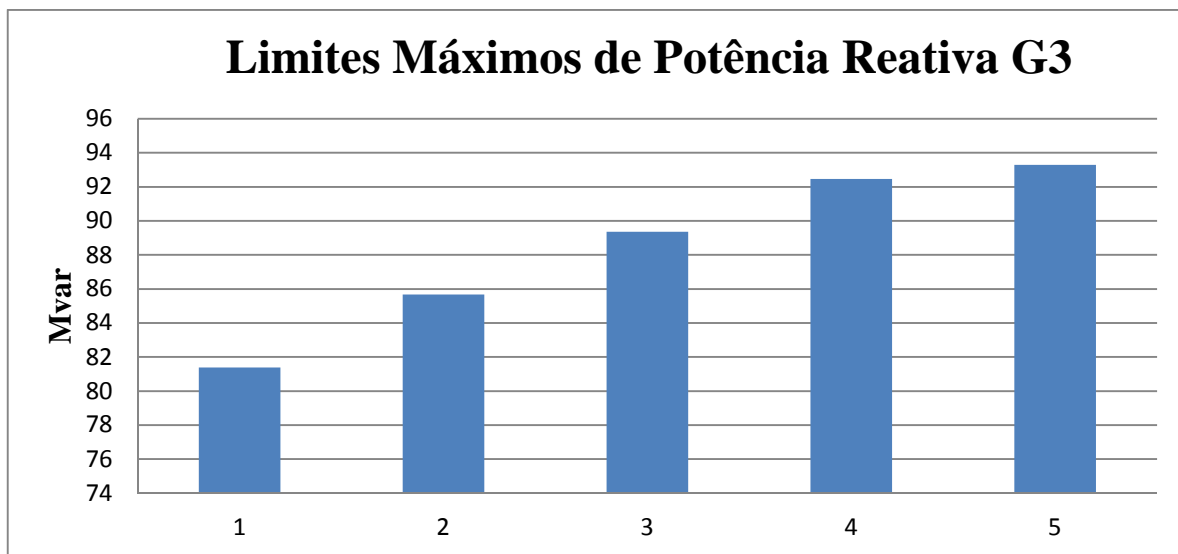


Figura 58 - Variação dos limites máximos de potência reativa do Gerador 3 ao longo do deslocamento do ponto de operação na Direção 12.

## 4.4 – Análise Comparativa

Esta seção avalia o impacto da modelagem da curva de capacidade na região de segurança do sistema. Na Figura 59, os nomogramas G1 x G2 obtidos nos Casos 1 e 3 são comparados. Vale lembrar que a diferença entre os dois casos está apenas na modelagem ou não da curva de capacidade dos geradores. O resultado indica que a representação de limites fixos traz resultados pouco conservativos, uma vez que houve uma redução da região segura quando da representação da curva de capacidade. Resultados semelhantes são mostrados nas Figuras 60 (nomograma G1 x G3) e 61 (nomograma G2 x G3).

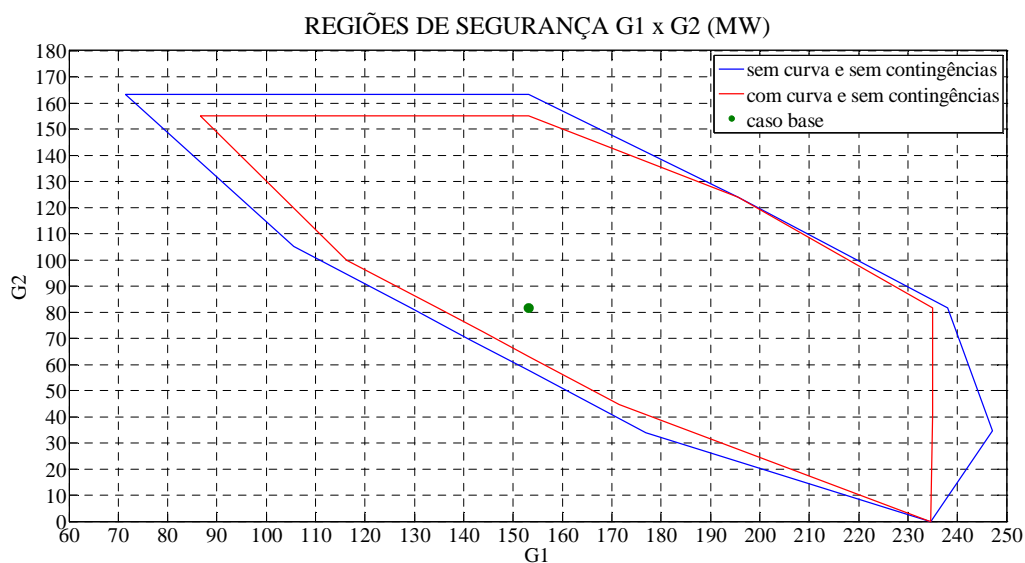
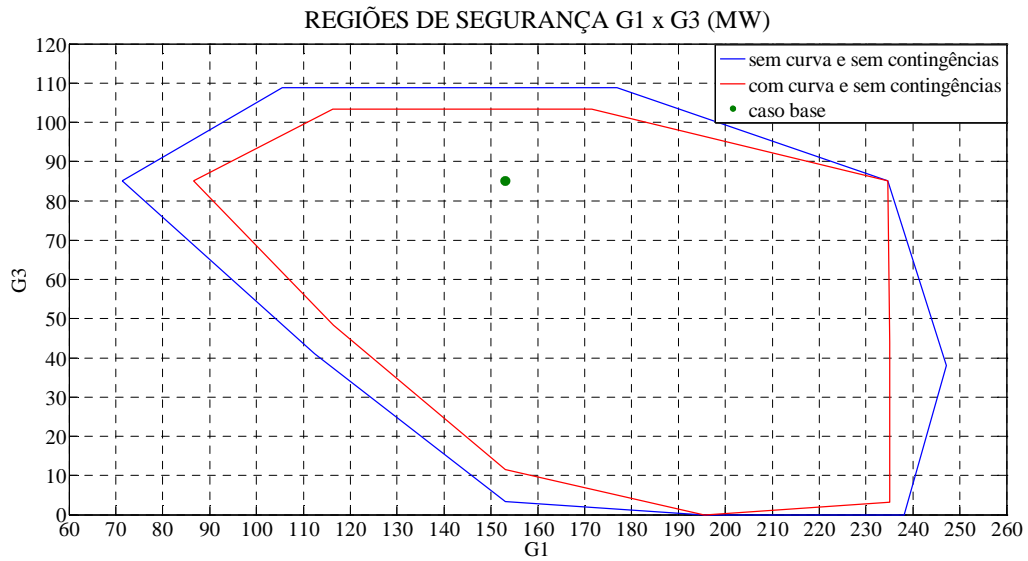
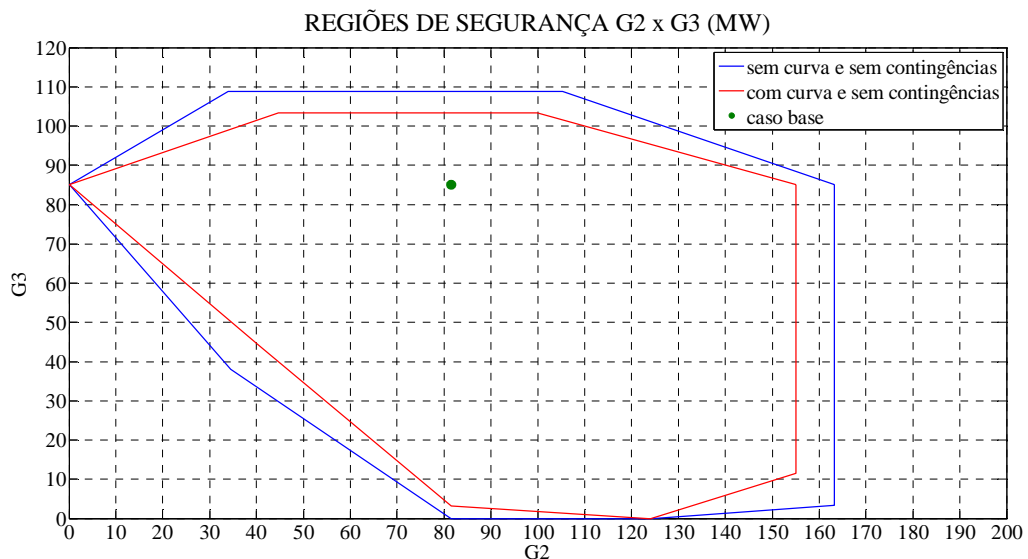


Figura 59 - Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 1 e o Caso 3.



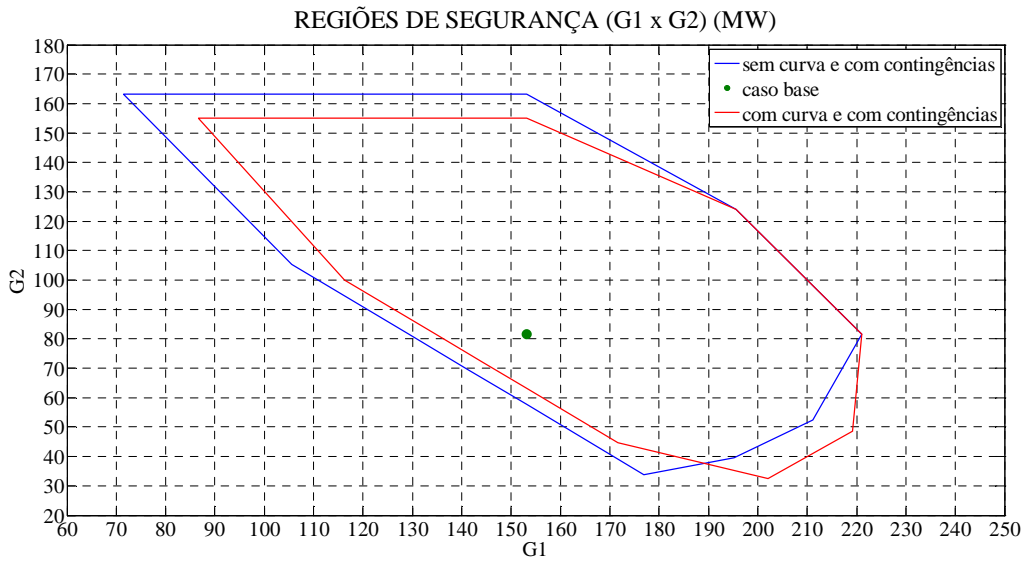
**Figura 60 - Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso.**



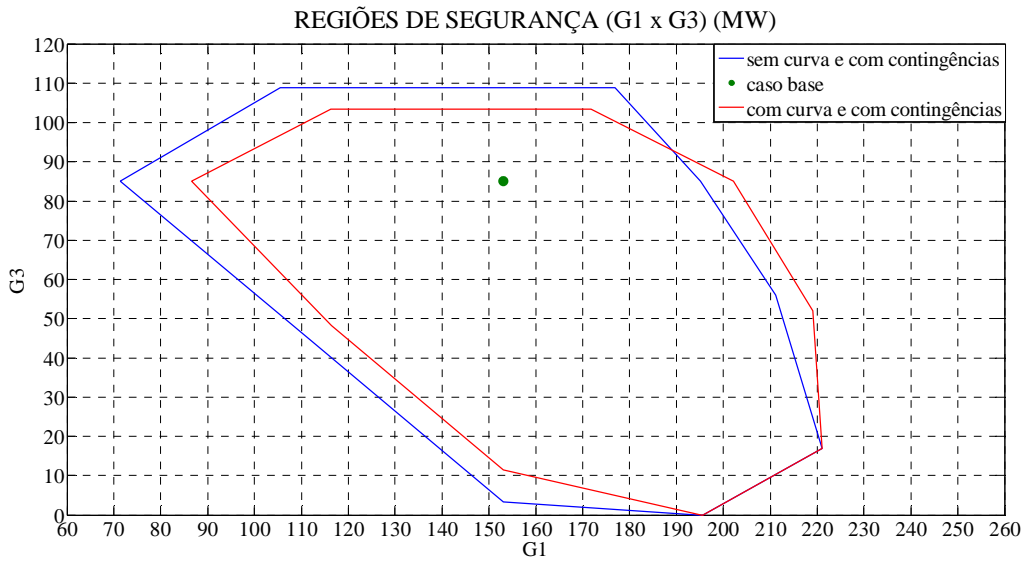
**Figura 61 - Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 1 e o Caso 3.**

Nas figuras seguintes é feita uma comparação dos casos com análise de contingências, considerando a modelagem da curva de capacidade (Caso 4) e considerando limites de geração de potência reativa fixos (Caso 2).

O gráfico da Figura 62 mostra o nomograma G1 x G2. Nota-se que houve um deslocamento da região segura. É notada uma região compreendida entre a curva vermelha e a curva azul na parte inferior do gráfico, que, no Caso 2, não era considerada segura, indicando um resultado conservativo. Por outro lado, para valores inferiores de G1 e superiores de G2, a consideração de limites fixos levou a resultados pouco conservativos. Resultados similares são obtidos nos nomogramas G1 x G3 (Figura 63) e G2 x G3 (Figura 64).



**Figura 62 – Nomograma G1 x G2: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4.**



**Figura 63 – Nomograma G1 x G3: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4.**



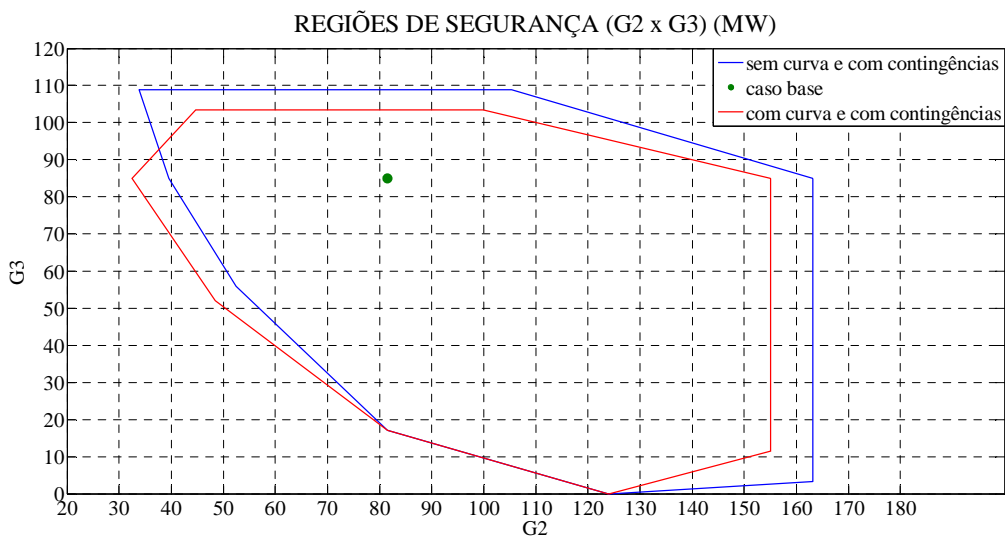


Figura 64 – Nomograma G2 x G3: comparação entre o Caso 2 e o Caso 4.

Na Figura 65 se pode ver um comparativos das quatro situações estudadas e as variações que cada critério impõe a construção da região de segurança dos geradores 1 e 2.

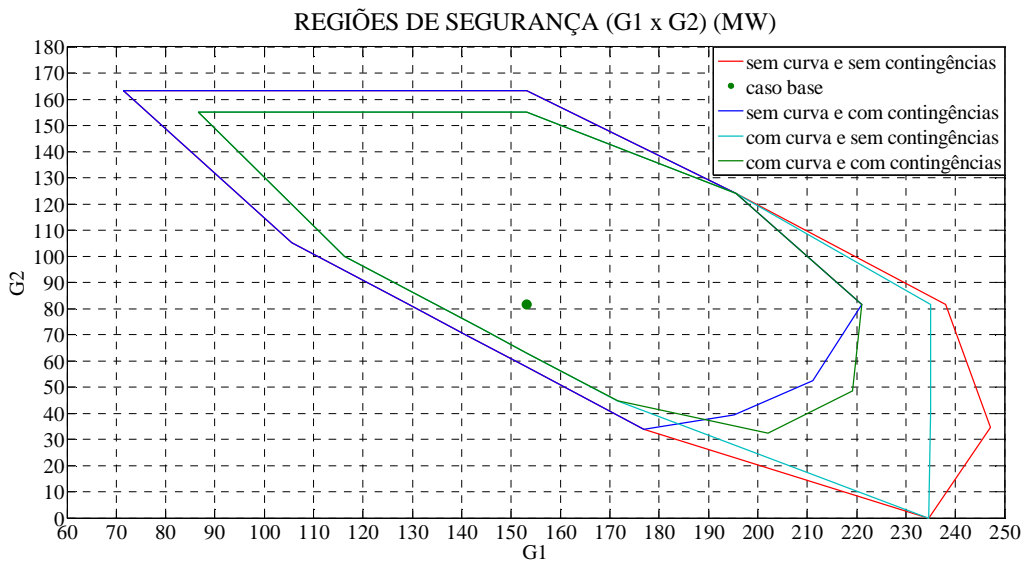


Figura 65 - Nomogramas G1 x G2 : comparação dos quatro casos.

Na Figura 66 são mostradas as diferentes regiões de operação dos geradores 1 e 3.

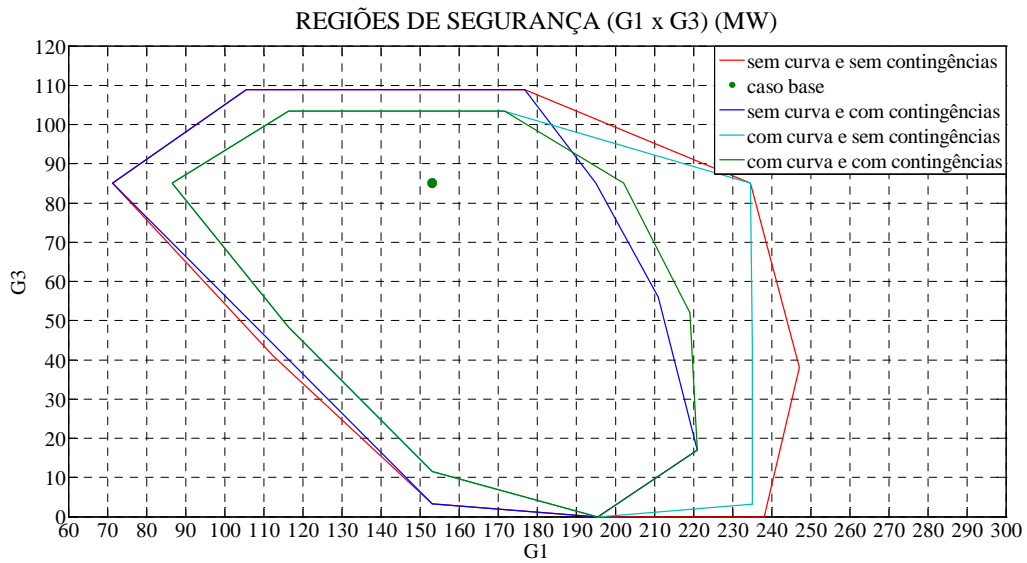


Figura 66 - Nomogramas G1 x G3 : comparação dos quatro casos.

Na Figura 67 são observadas as regiões de segurança dos geradores 2 e 3.

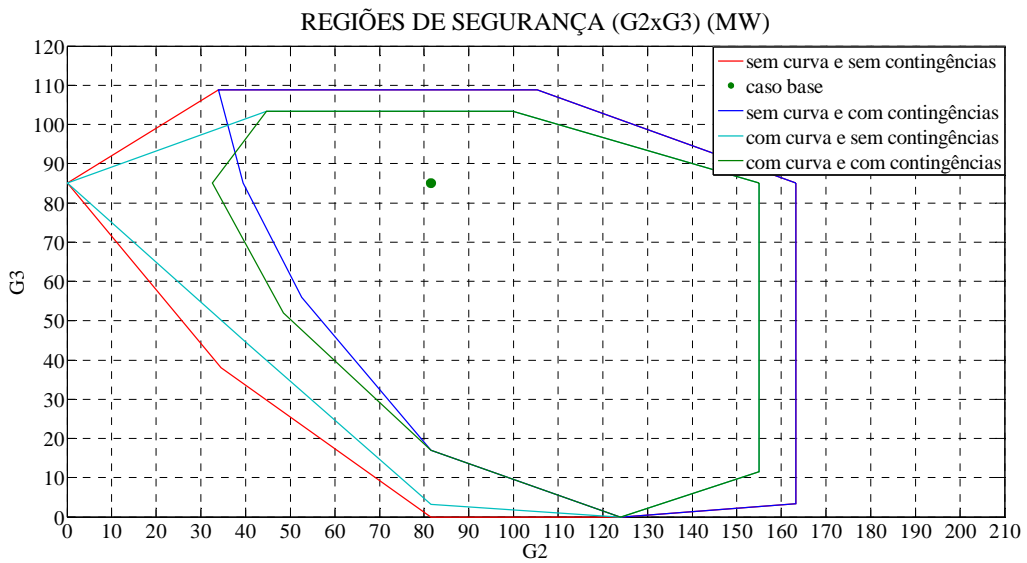


Figura 67 - Nomogramas G2 x G3 : comparação dos quatro casos.

Pode-se concluir pelas Figuras 65, 66 e 67 que a região de segurança obtida quando a curva de capacidade e possíveis contingências são consideradas foi a menor região dentre todas as outras.

## 5 – Conclusões

### 5.1 – Considerações Gerais

O uso das regiões de segurança estática, atualmente, está tornando-se mais frequente devido à praticidade e confiabilidade. Visando o desenvolvimento de ferramentas gráficas de visualização que auxiliem o operador na avaliação da segurança dos sistemas elétricos, a região de segurança se apresenta como uma grande ajuda no monitoramento do sistema.

Este trabalho apresentou conceitos básicos a respeito das regiões de segurança de um sistema elétrico. Foram abordados os temas inerentes à utilização e construção das mesmas.

O foco principal do trabalho esteve na avaliação do impacto da representação das curvas de capacidade dos geradores síncrono na obtenção das regiões de segurança. Desta forma, foram também descritos os aspectos elementares das curvas de capacidade.

Para avaliação do impacto das curvas de capacidade nas regiões de segurança, foram estudados quatro casos distintos. Inicialmente (Seção 4.3.1), foram considerados limites de geração de potência reativa fixos sem a presença de contingências. Com isso obteve-se a maior região de segurança. Foram levados em consideração somente a convergência do caso e os limites máximos e mínimos dos elementos. Como o sistema estava operando em uma zona confortável de potência reativa os limitantes da região de segurança foram na maioria dos casos os limites de potência ativa dos geradores e em outros casos violação da tensão.

O segundo caso considerado (Seção 4.3.2) considerou ainda a representação dos limites de geração de potência reativa por valores fixos. Entretanto, em cada ponto de operação calculado, foram analisadas possíveis contingências de linhas de transmissão. Com a inclusão das contingências, observou-se uma redução significativa da região segura em relação ao caso inicial. Isso mostra a importância da análise de contingências dos estudos de segurança do sistema.

No terceiro caso estudado (Seção 4.3.3), foi incluída a representação da curva de capacidade dos geradores. Com isso, os limites de geração podem se modificar em função do ponto de operação da máquina. O software utilizado impõe o limite de potência reativa de maneira que o menor valor limite de potência reativa entre o limite fixo e o valor calculado pela curva de capacidade de cada gerador seja adotado. O quarto caso considerou a representação das curvas de capacidade e ainda a ocorrência de possíveis contingências em linhas de transmissão.

Os resultados encontrados indicaram que a consideração das curvas de capacidade pode acarretar em diferenças significativas nas regiões de segurança. Essas diferenças podem se dar de forma conservativa ou não conservativa em relação ao uso de limites fixos. Ou seja, em certas situações, a representação da curva de capacidade acarretou em uma expansão da

região segura, indicando que o uso de limites fixos leva a resultados conservadores. Em outros casos, a representação da curva de capacidade acarretou em uma contração da região segura, indicando que o uso de limites fixos leva a resultados pouco conservadores. Neste último caso, a região de segurança calculada poderia indicar ao operador uma falsa margem de redespacho, menor que a margem real.

Finalmente, pode-se concluir que o uso da curva de capacidade representa uma modelagem mais próxima da realidade da operação dos geradores síncronos e, portanto, deve ser considerada nos estudos de segurança dos sistemas elétricos.

## **5.2 – Trabalhos Futuros**

Como sugestões para trabalhos futuros, são apresentados os seguintes temas:

- Estudar o impacto da variação do número de direções nas regiões de segurança.
- Incorporar o fluxo de potência ótimo no processo de construção da região de segurança.
- Incorporar a avaliação de segurança dinâmica no cálculo da região de segurança.
- Avaliar o uso de regiões de segurança em sistemas de distribuição ativos.

## 6-Bibliografia

- [1] ONS: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), 2011.
- [2] A. Monticelli: Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Edgar Blucher, 1983.
- [3] Almeida, Felipe de Castro Brum: Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a partir de Regiões de Segurança Estática. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, 2011.
- [4] Chaves, Simone Bezerra: Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência Via Aplicativo Computacional Integrado: *ORGANON*. Dissertação (Mestrado em Computação), Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2008.
- [5] Rosa, Arthur da Silva Santa: Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2007.
- [6] Kundur, P.: Power System Stability and Control, New York, McGraw Hill, 1994.
- [7] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL: Programa de Análise de Redes (ANAREDE), Manual do Usuário - V09.06.02, 2010.
- [8] Alves, F. R., Henriques, R. M., Filho, J. A., Júnior, S.G., Borges, C.L., Rangel, R. D., Falcão, D. M., Aveleda, A. A., Taranto, G. N. Assis, T. M. L.: Ferramenta Integrada para Avaliação da Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte. Artigo apresentado no XII SEPOPE, Rio de Janeiro-RJ, 2012.
- [9] Borges, C. L. T.: Análise de Sistemas de Potência. Rio de Janeiro: Escola Politécnica/UFRJ, 2005 (Apostila).
- [10] <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~sato/ET515/node86.html>, 2012
- [11] Fitzgerald, A. E, Kinsley Jr., Charles & Umans, Stephen D.: Máquinas Elétricas, São Paulo, Bookman, 2006.
- [12] Anderson, P. M., Fouad, A. A.: Power System Control and Stability”, IEEE Press, Piscataway, 1994.
- [13] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL: PlotCEPEL, Manual do Usuário – V4.6.0.0, 2010.

## Anexo

Este anexo apresenta as curvas de capacidade geradas pelo software ANAREDE em cada situação limite das regiões de segurança. Os resultados abaixo são referentes ao quarto caso, em que foram consideradas as contingências. Para cada direção temos três gráficos, referentes ao gerador 1, gerador 2 e gerador 3. Podemos observar que no caso 4 todos os pontos de operação estão dentro da curva de capacidade, e em grande parte dos casos esteve sobre o limite da curva.

- Direção 1

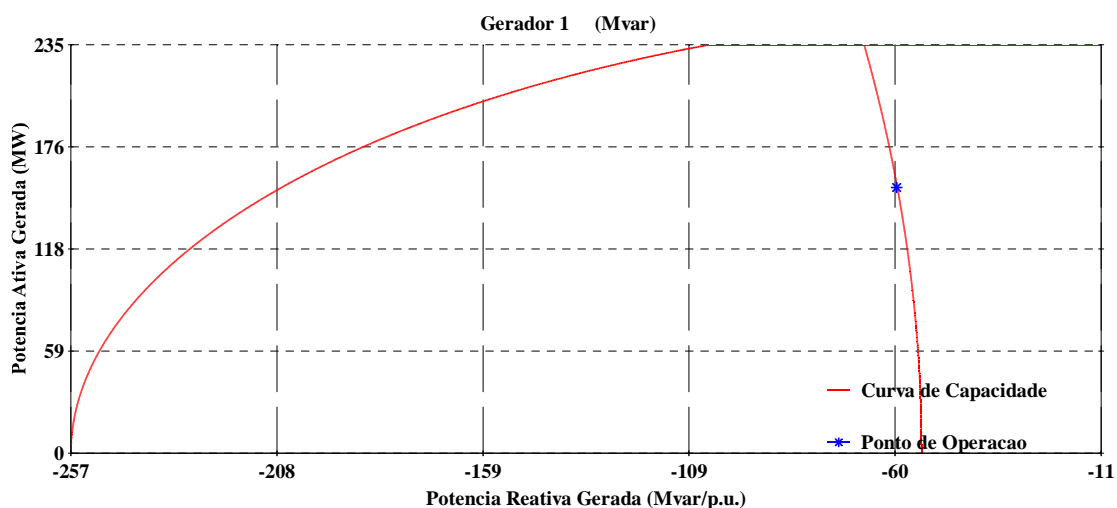


Figura 68 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 1.

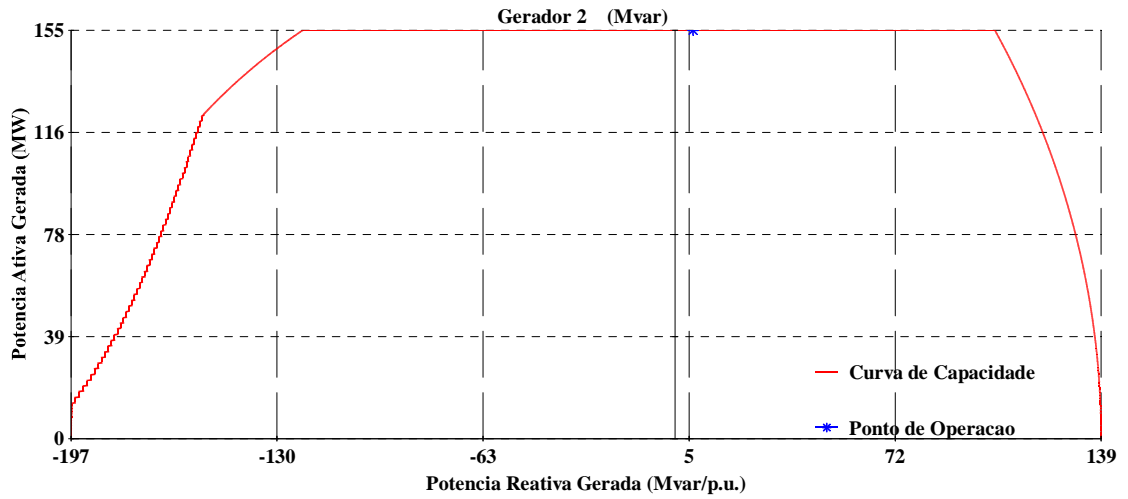


Figura 69 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 1.

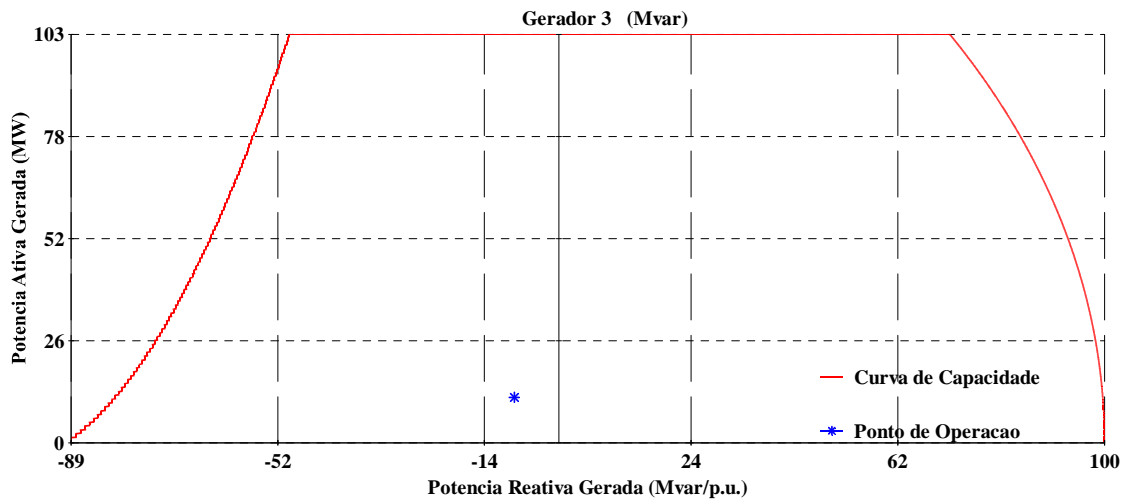


Figura 70 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 1.

- Direção 2

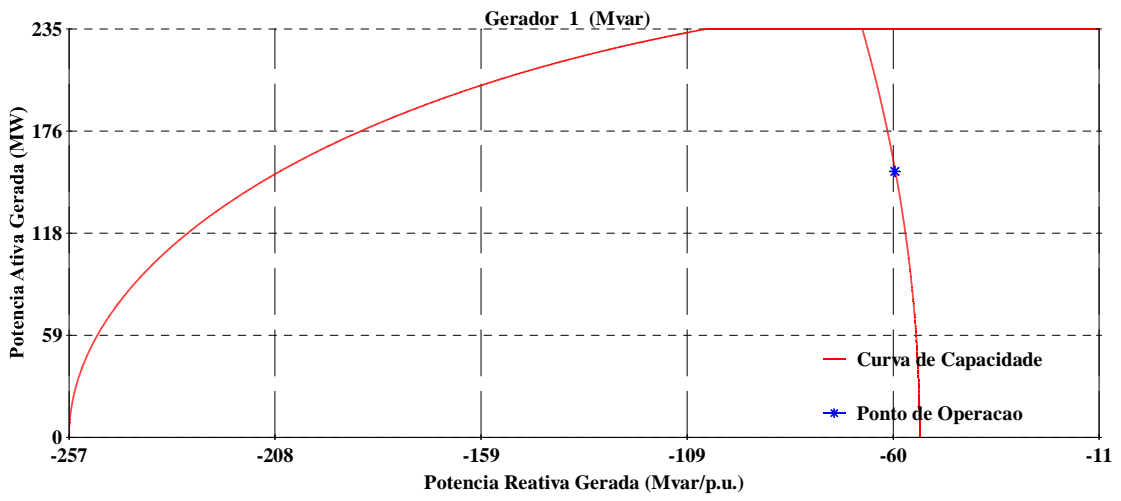


Figura 71 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 2.

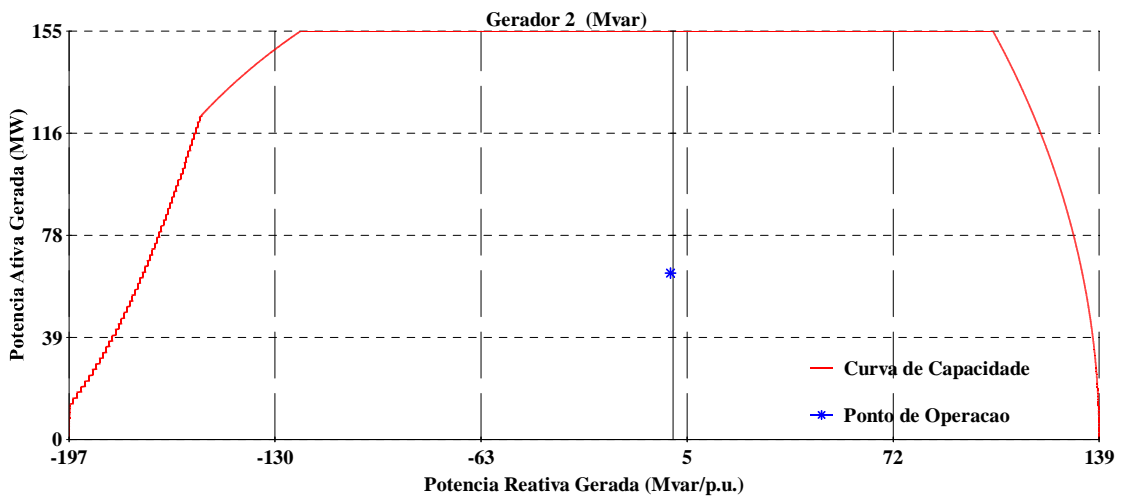


Figura 72 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 2.



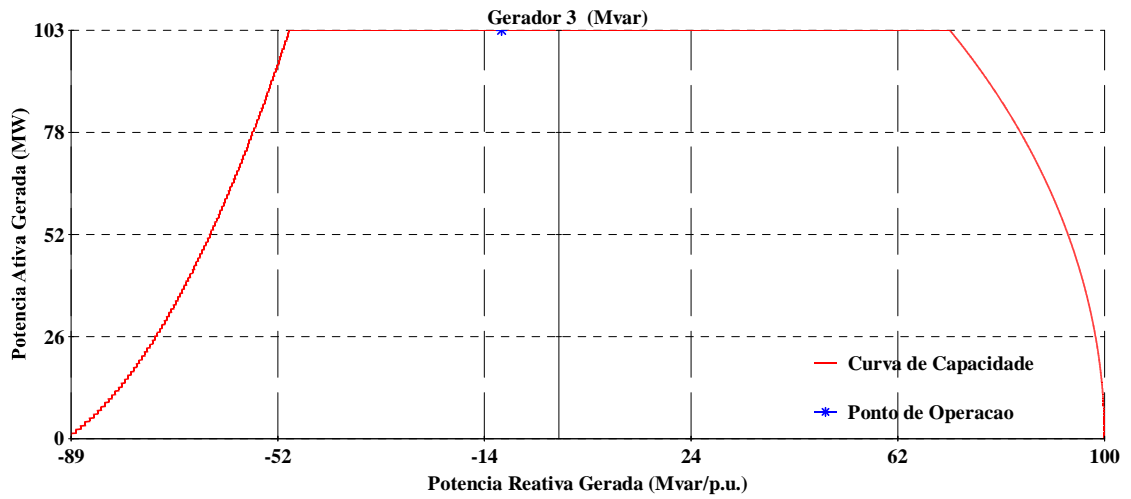


Figura 73 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 2.

- Direção 3

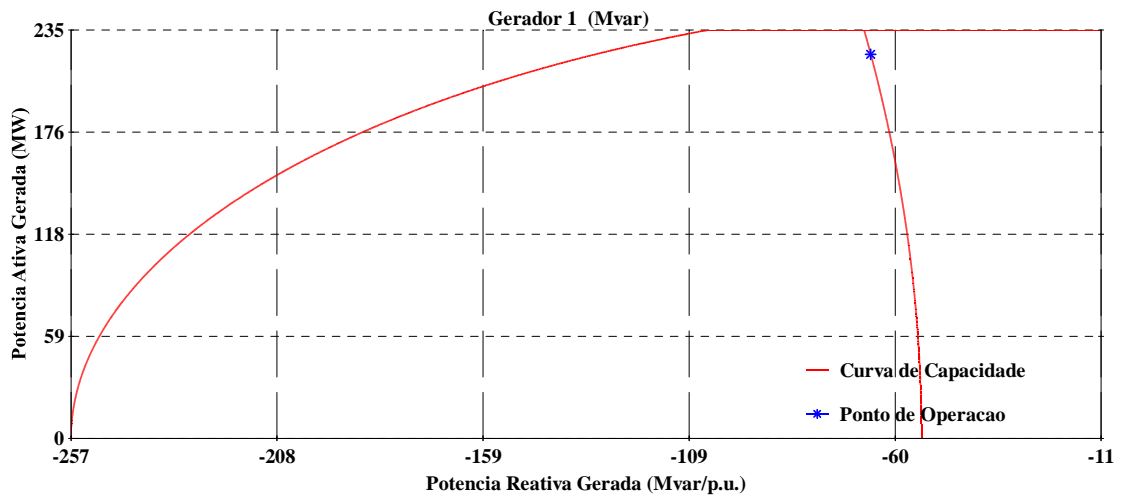


Figura 74 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 3.

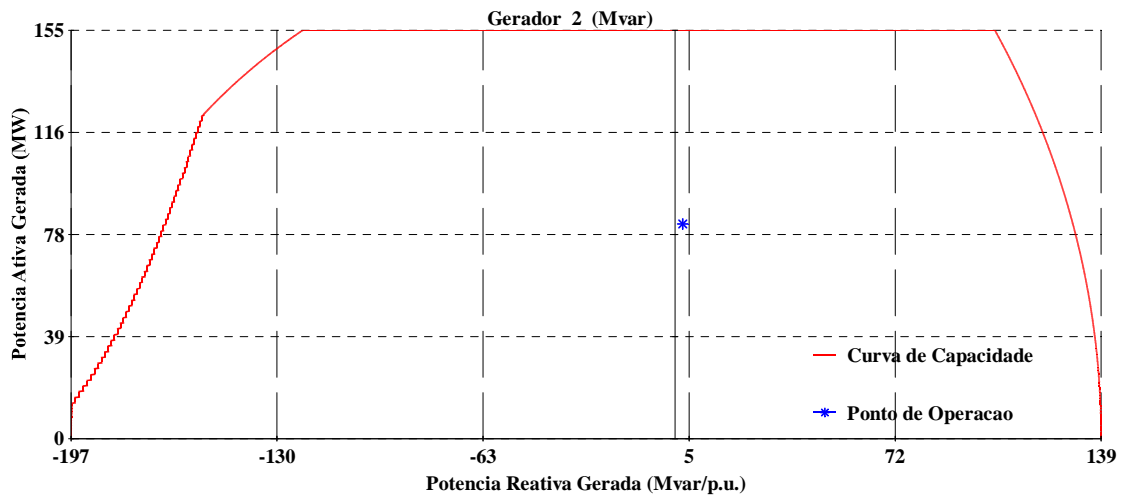


Figura 75 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 3.

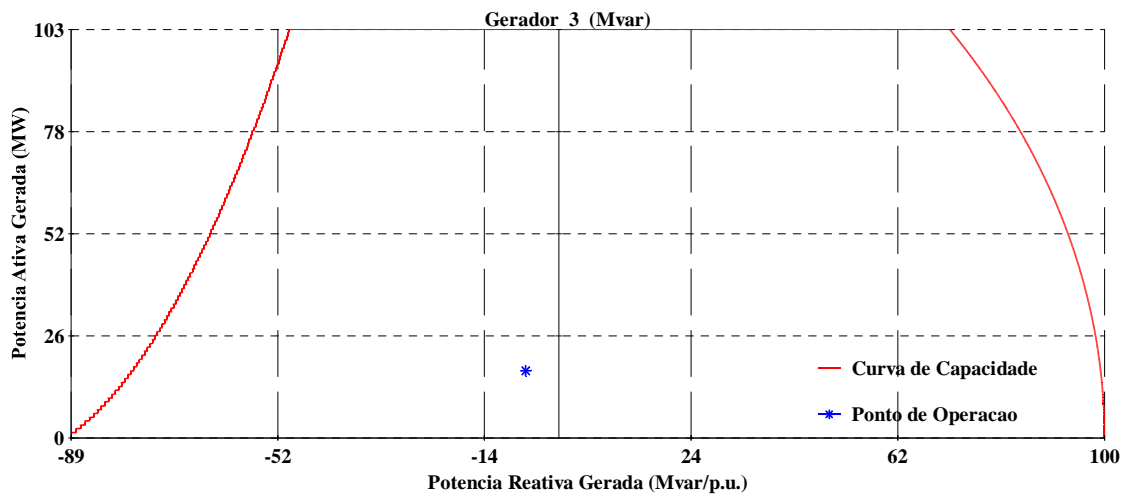


Figura 76 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 3.

- Direção 4

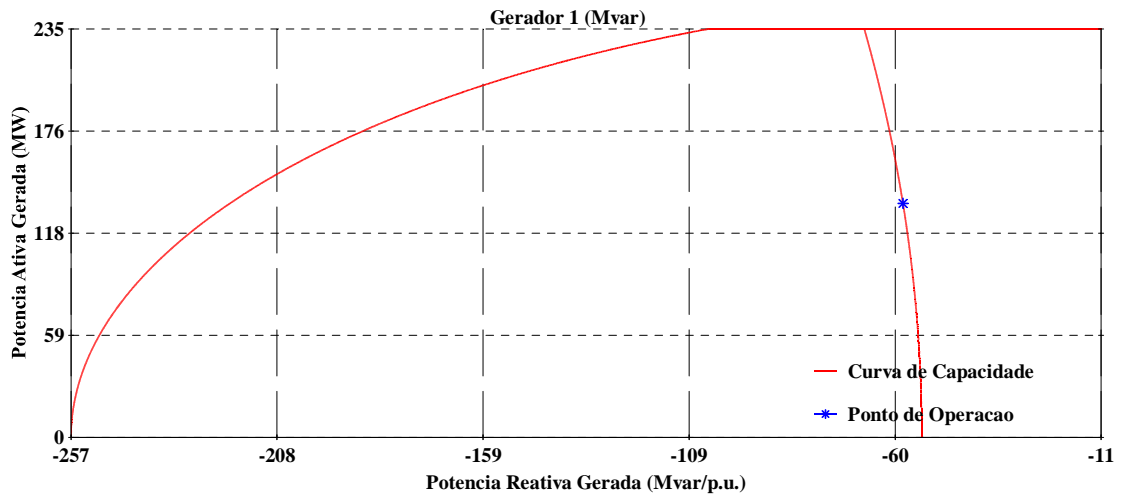


Figura 77 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 4.

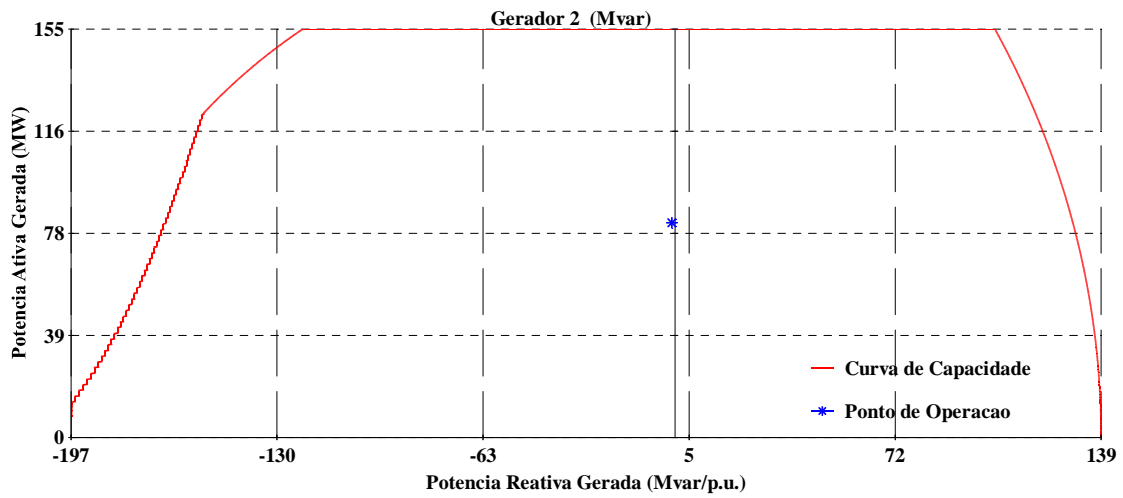


Figura 78 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 4.

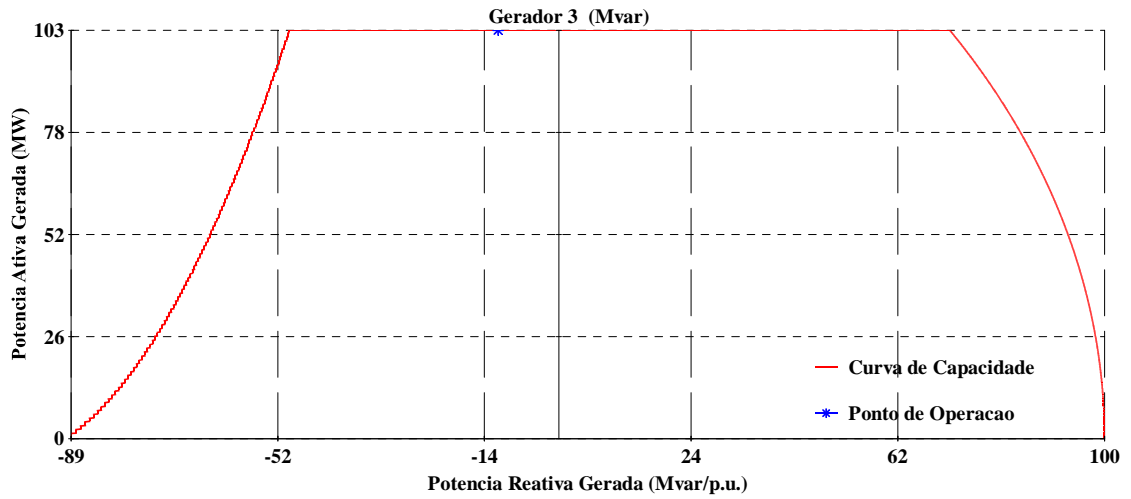


Figura 79 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 4.

- Direção 5

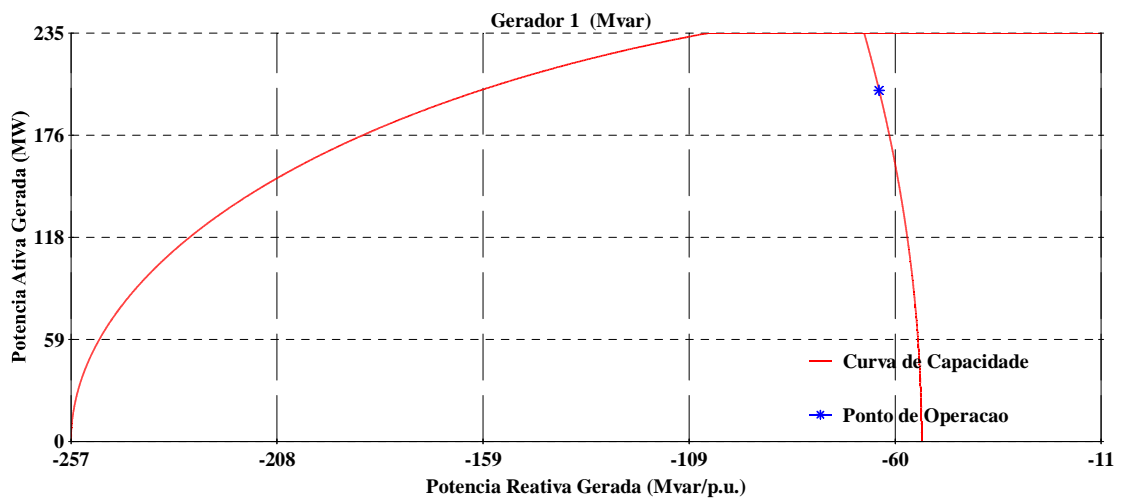


Figura 80 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 5.

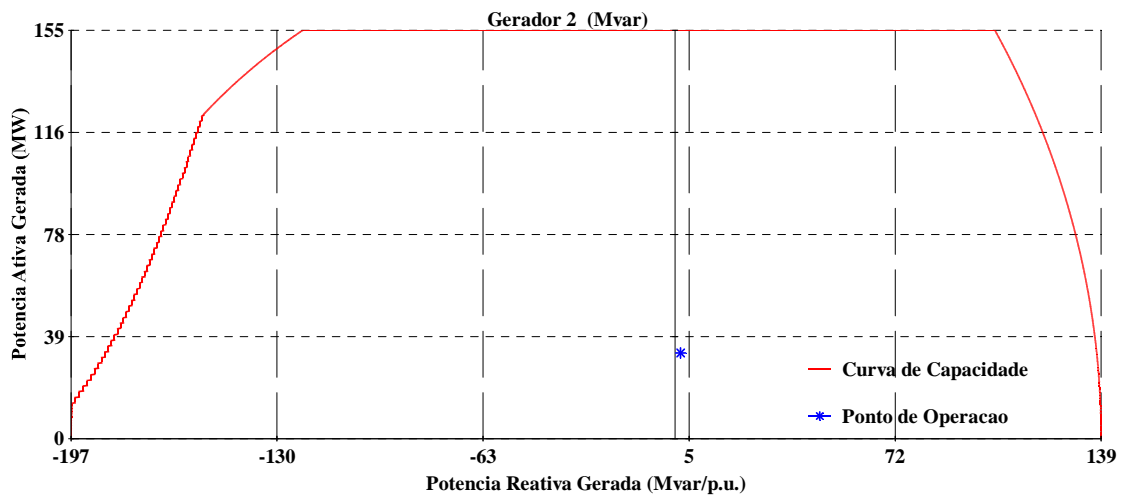


Figura 81 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 5.

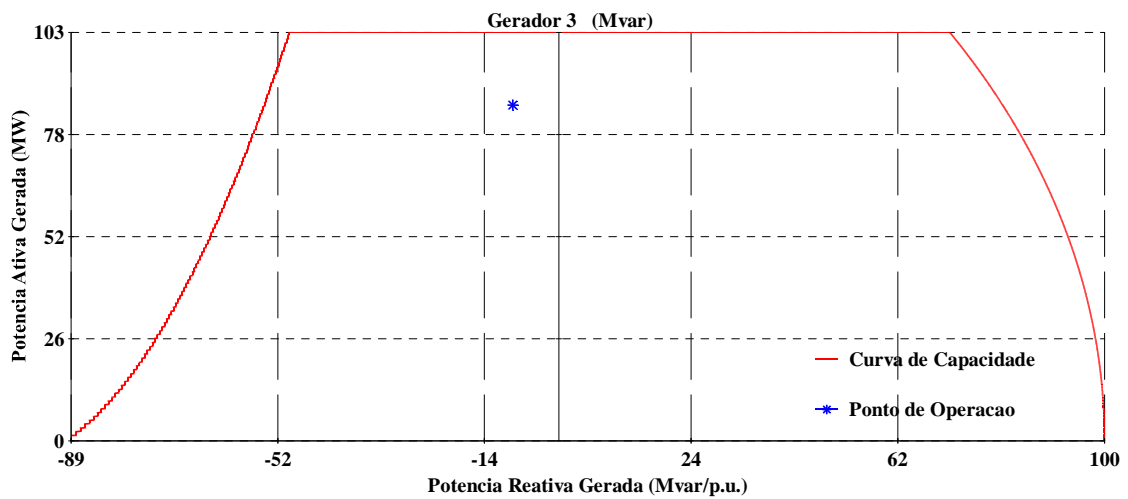


Figura 82 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 5.

- Direção 6

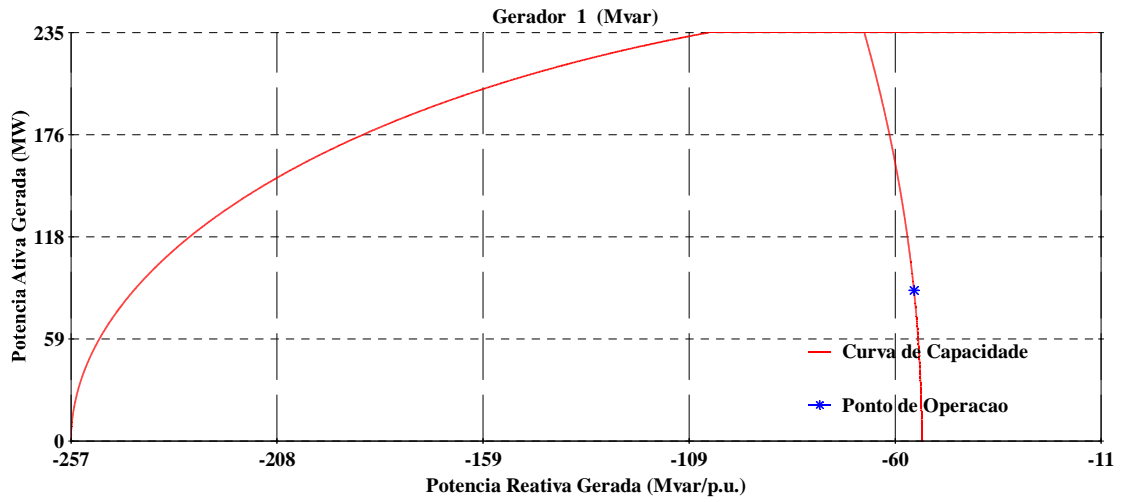


Figura 83 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 6.

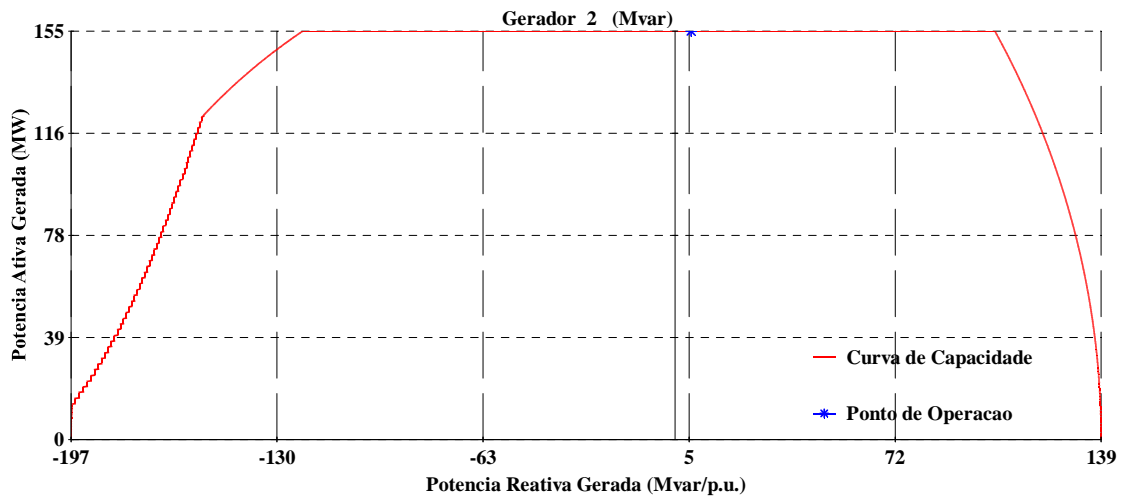


Figura 84 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 6.

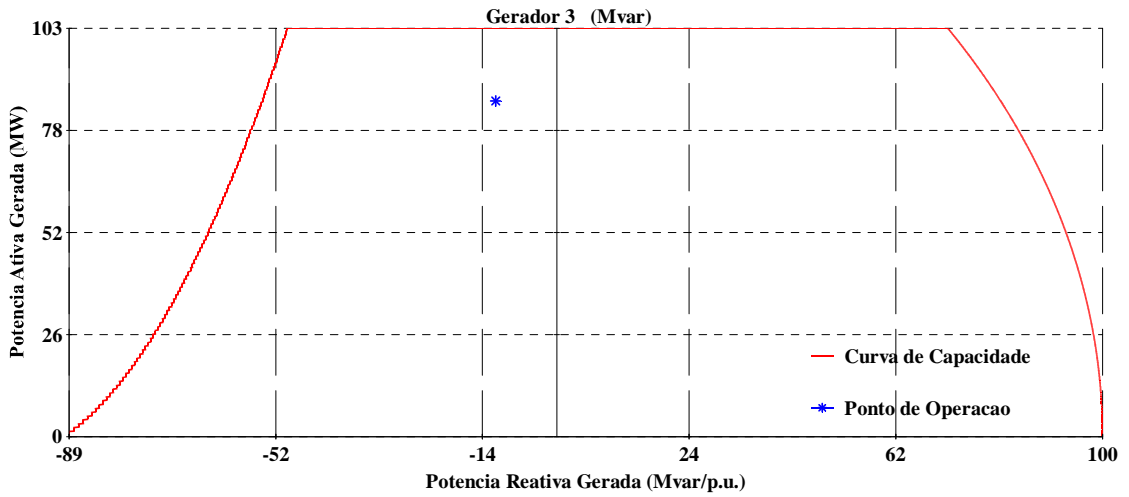


Figura 85 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 6.

- Direção 7

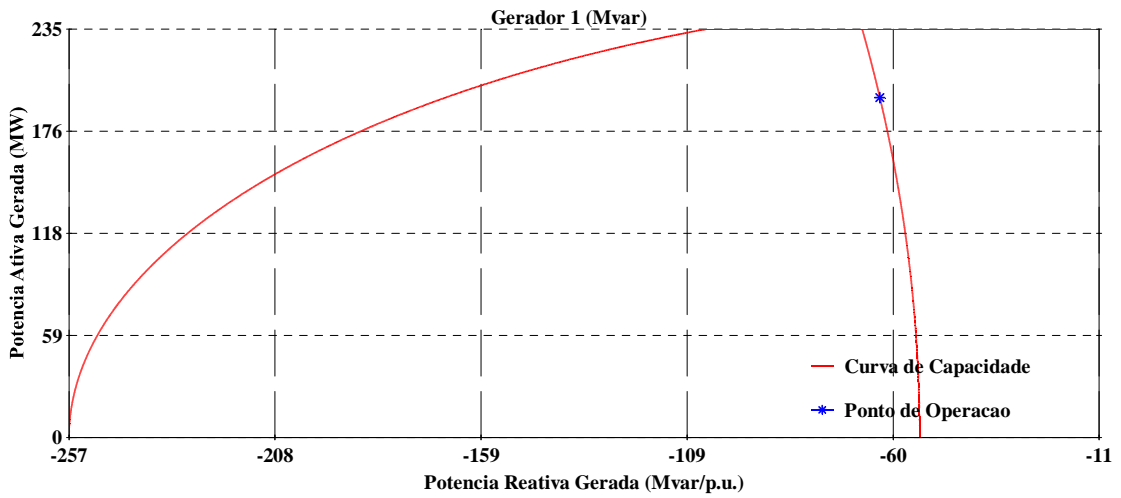


Figura 86 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 7.

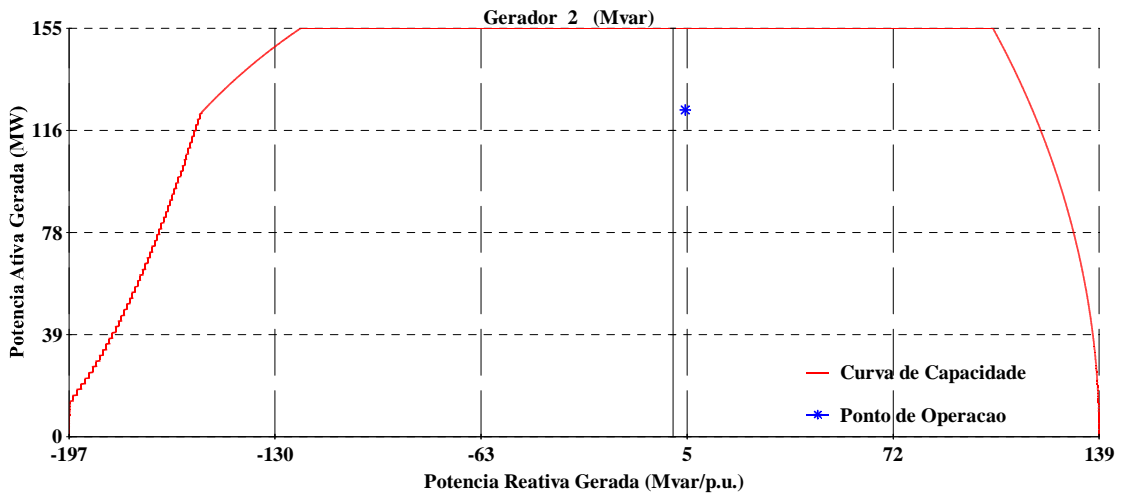


Figura 87 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 7.

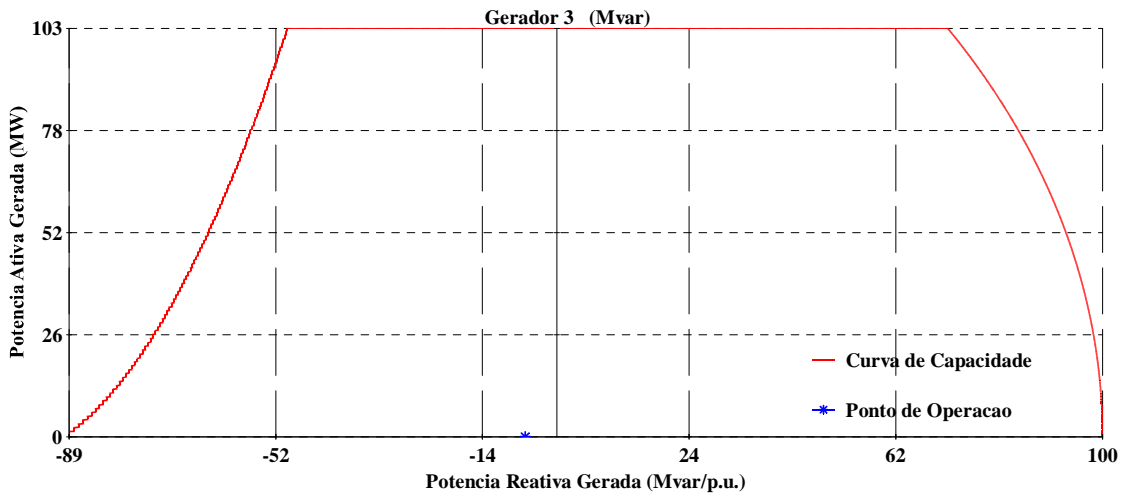


Figura 88 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 7.



- Direção 8

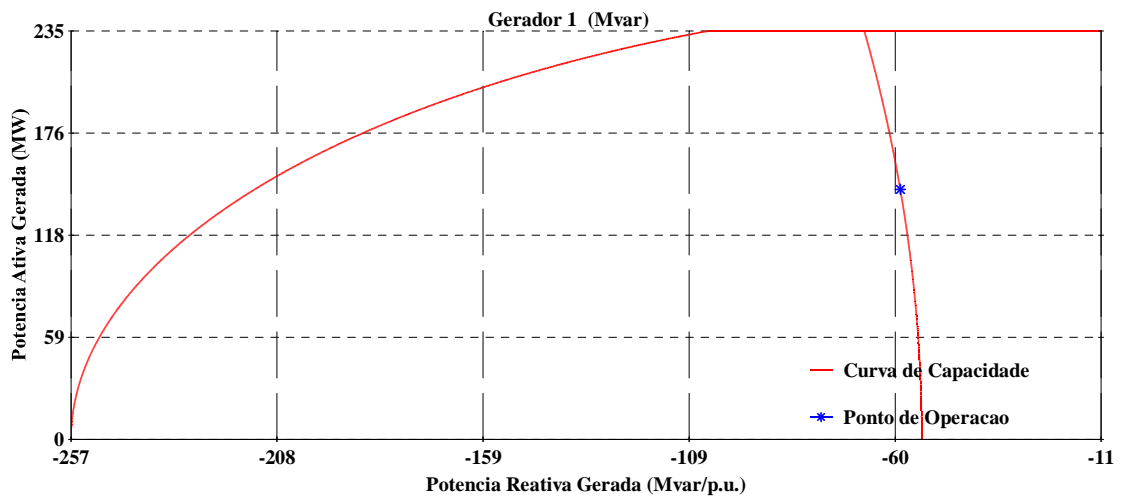


Figura 89 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 8.

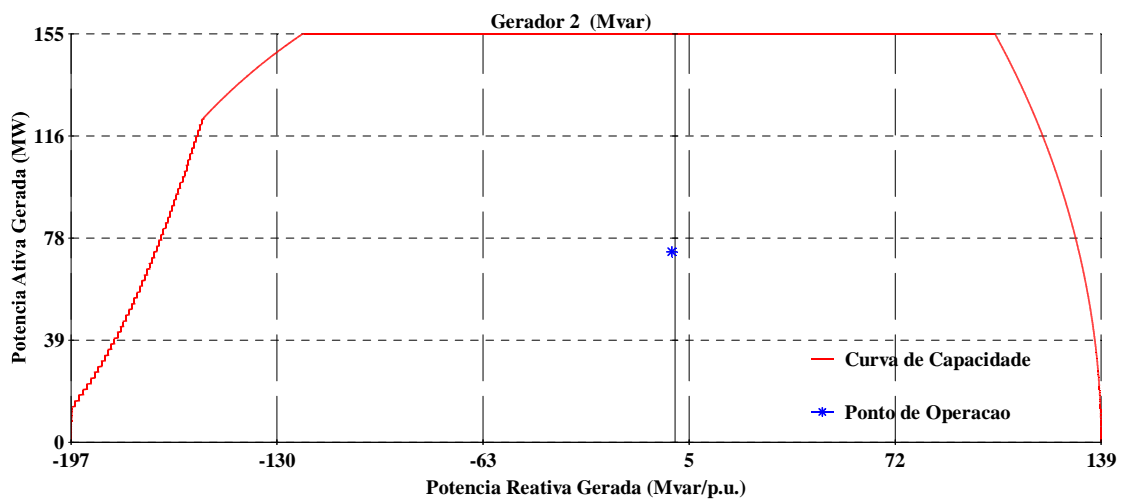


Figura 90 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 8.

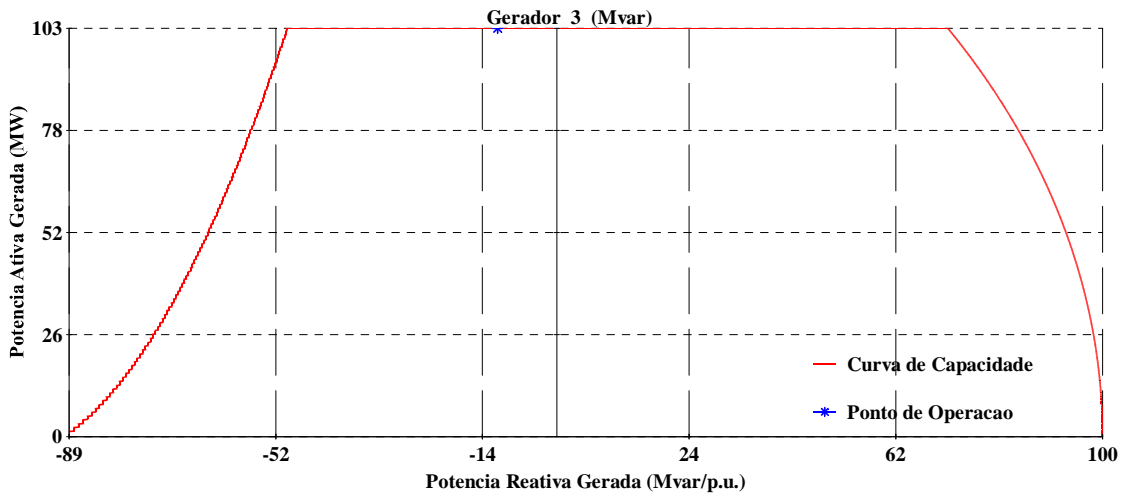


Figura 91 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 8.

- Direção 9

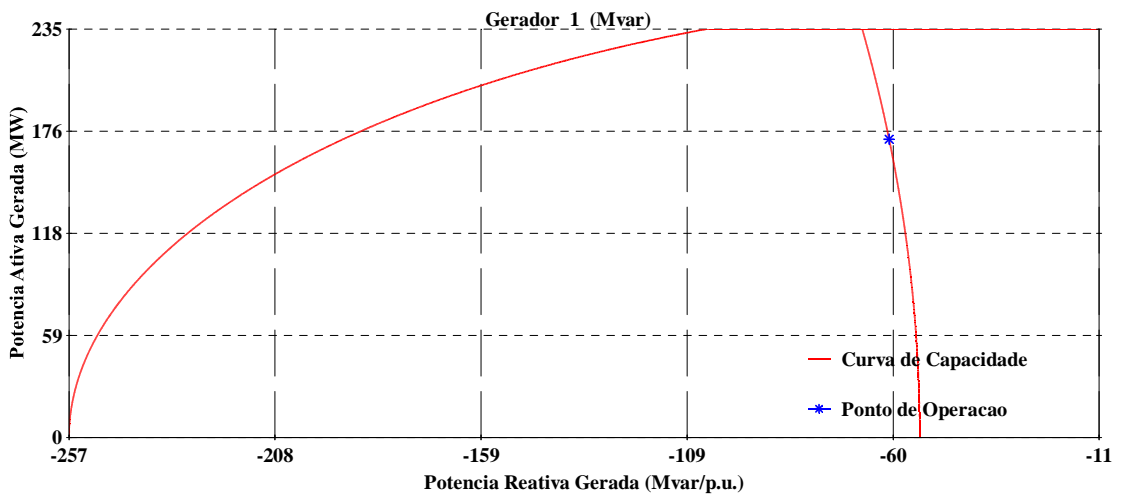


Figura 92 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 9.

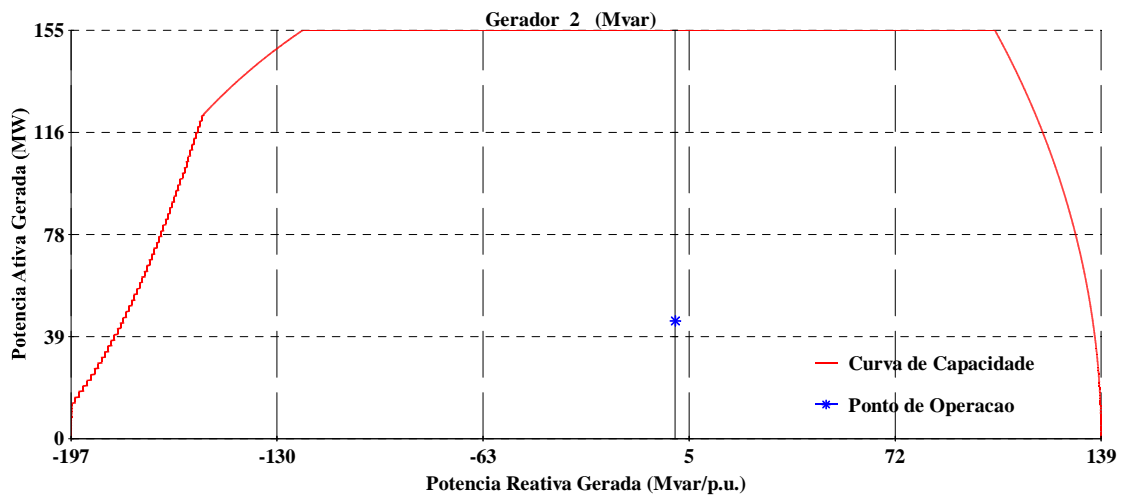


Figura 93 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 9.

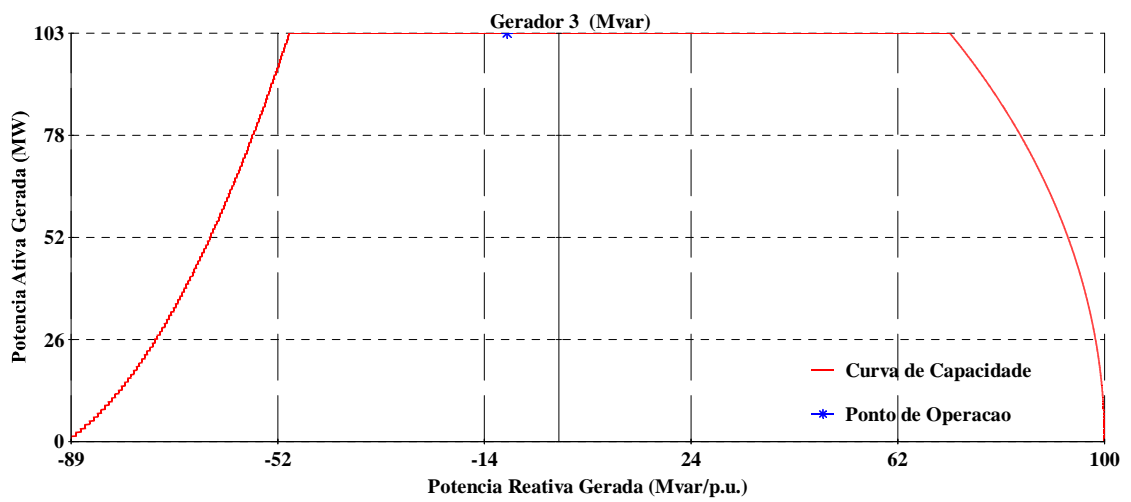


Figura 94 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 9.

- Direção 10

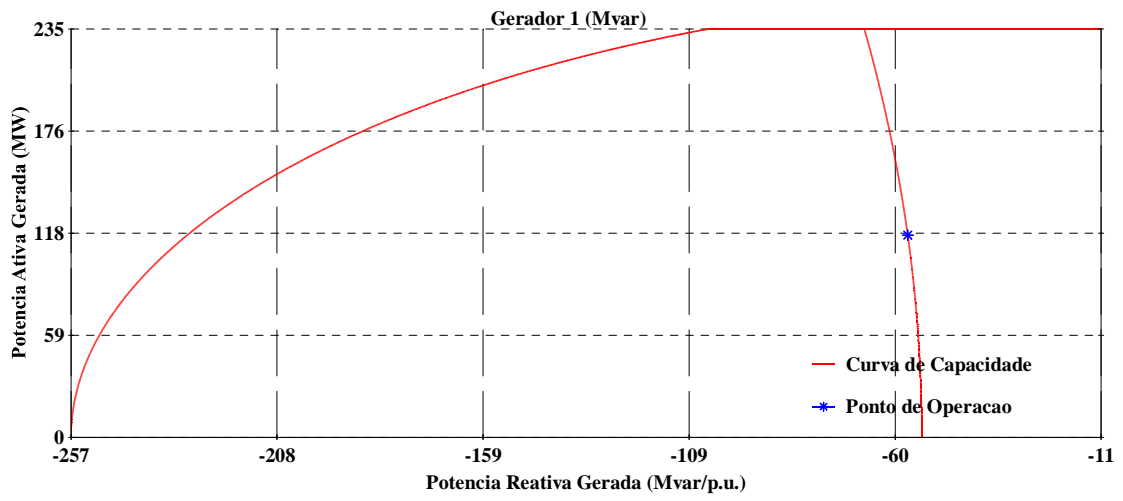


Figura 95 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 10.

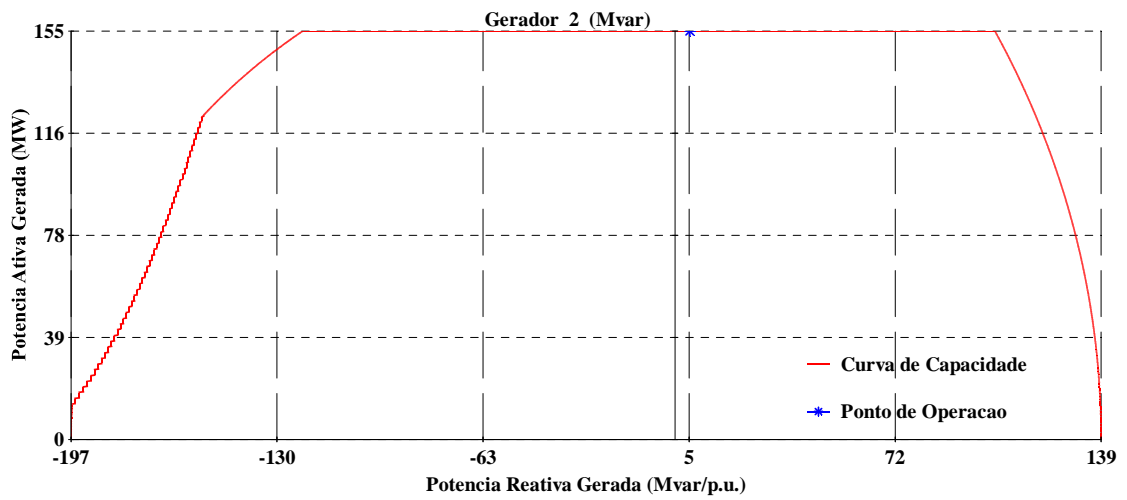


Figura 96 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 10.

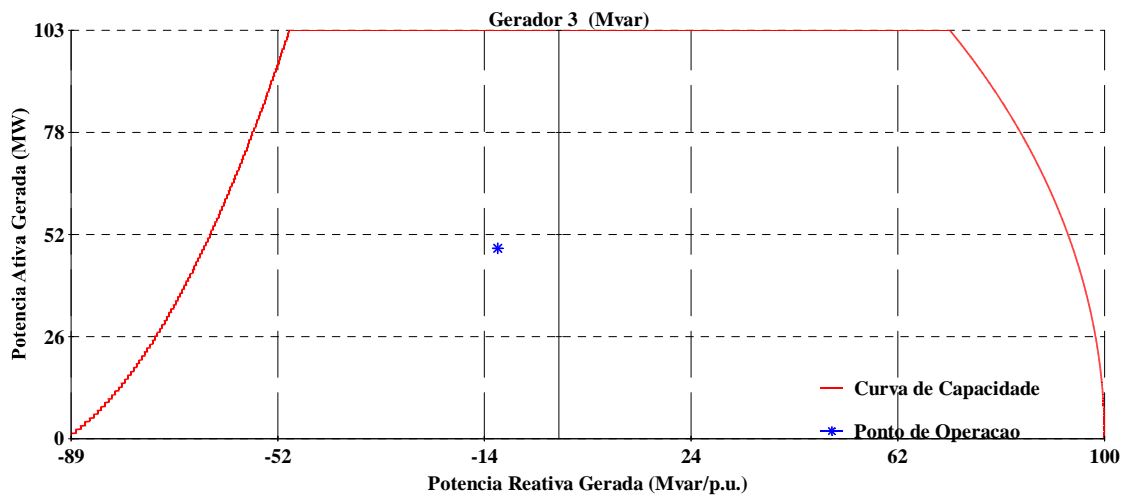


Figura 97 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 10.

- Direção 11

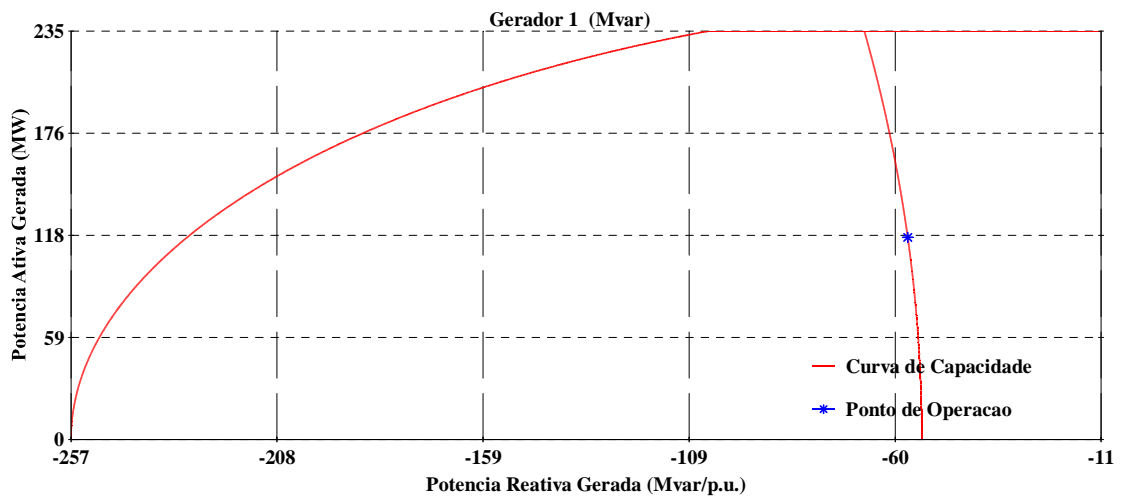


Figura 98 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 11.

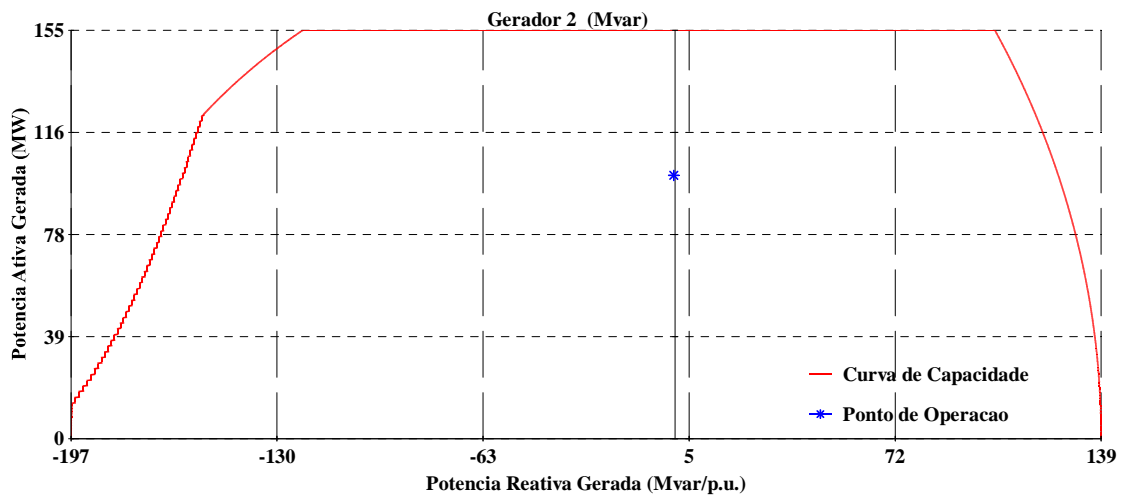


Figura 99 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 11.

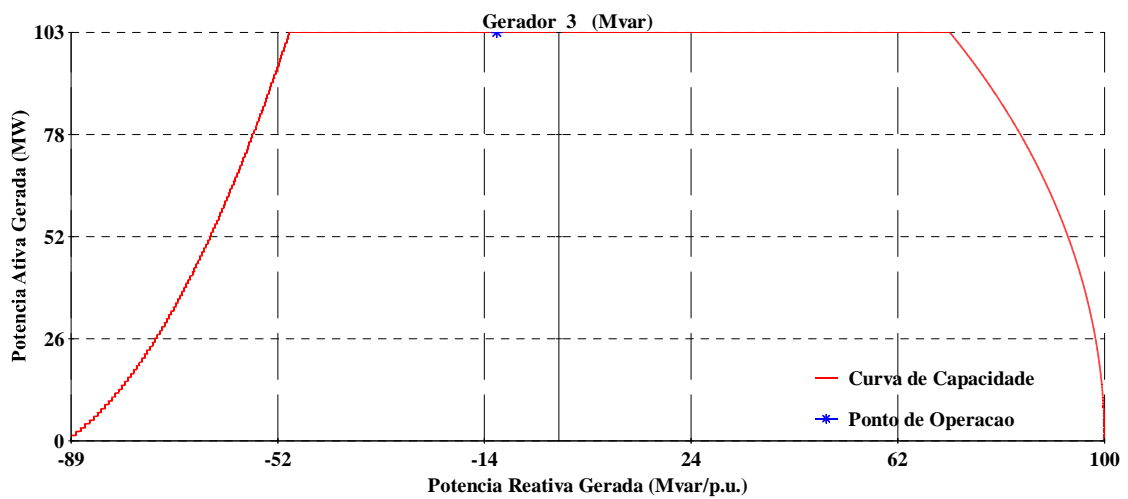


Figura 100 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 11.

- Direção 12

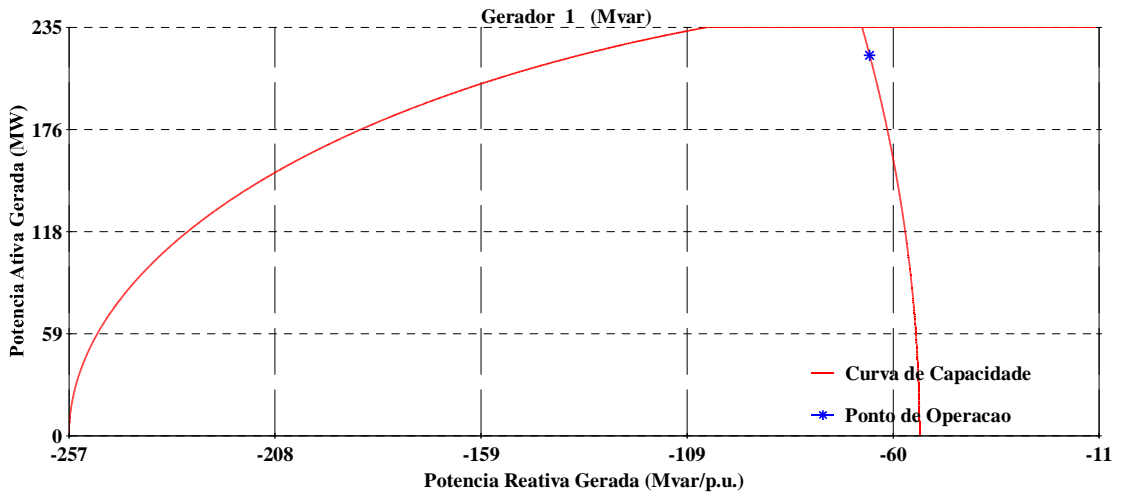


Figura 101 - Curva de capacidade do gerador 1 com contingências na direção 12.

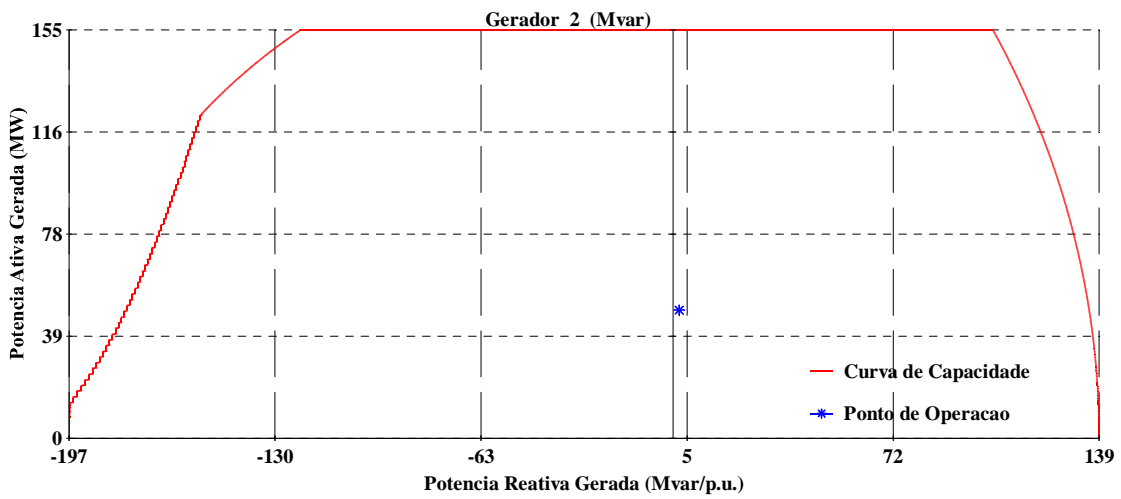


Figura 102 - Curva de capacidade do gerador 2 com contingências na direção 12.

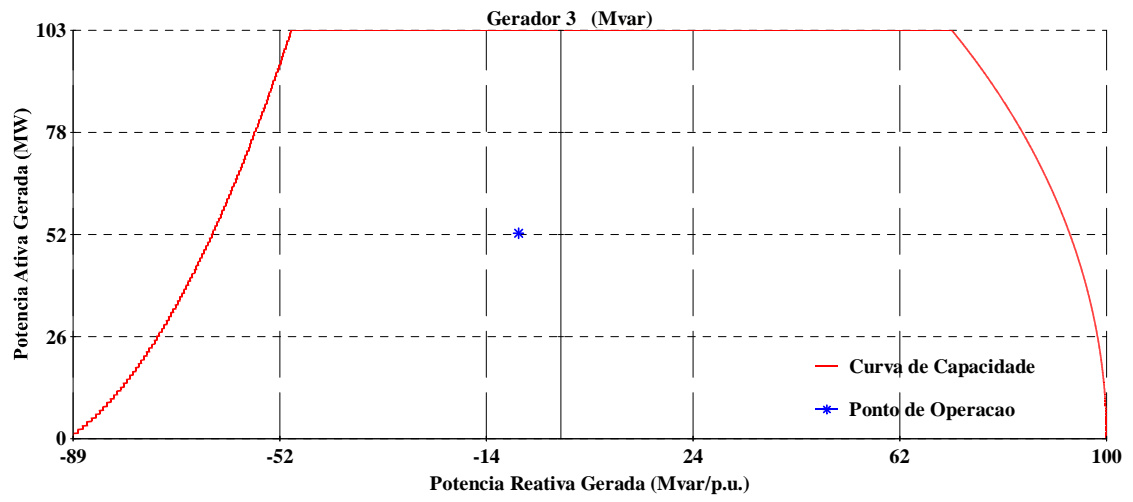


Figura 103 - Curva de capacidade do gerador 3 com contingências na direção 12.