



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

LEONARDO GONZAGA DA SILVA

Agendamento de intervenções em redes
elétricas considerando a otimização da
segurança sistêmica

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

LEONARDO GONZAGA DA SILVA

Agendamento de intervenções em redes elétricas considerando a otimização da segurança sistêmica

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Prof. D.Sc. Julio Cesar Stacchini de Souza

Orientador:

Prof. D.Sc. Rainer Zanghi

NITERÓI

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S586a Silva, Leonardo Gonzaga da
Agendamento de intervenções em redes elétricas
considerando a otimização da segurança sistêmica /
Leonardo Gonzaga da Silva. - 2022.
165 f. : il.

Orientador: Julio Cesar Stacchini de Souza.
Coorientador: Rainer Zanghi.
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Escola de Engenharia, Niterói, 2022.

1. Programação de manutenções. 2. Planejamento e
operação. 3. Segurança. 4. Otimização. 5. Produção
intelectual. I. Souza, Julio Cesar Stacchini de, orientador.
II. Zanghi, Rainer, coorientador. III. Universidade Federal
Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Leonardo Gonzaga da Silva

Agendamento de intervenções em redes elétricas considerando a otimização da segurança sistêmica

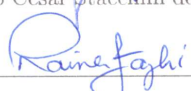
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 27 de outubro 2022.

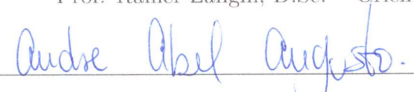
BANCA EXAMINADORA



Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc. – Orientador, UFF



Prof. Rainer Zanghi, D.Sc. – Orientador, UFF



Prof. André Abel Augusto, D.Sc. – UFF



Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. – UFJF

Niterói

2022

Dedico essa Dissertação ao meu pai Marco Antônio da Silva (in memoriam)

Agradecimentos

A Deus, por sempre me sustentar e me fortalecer, principalmente, nos momentos em que mais precisei.

A minha família, em especial, minha mãe, minha irmã e meus tios: Maria Luzia dos Santos Gonzaga, Talita Gonzaga da Silva, Luiz Antônio dos Santos Gonzaga e Luiza dos Santos Gonzaga. Obrigado por todo amor, pela compreensão admirável e pelo suporte durante a elaboração desta Dissertação. Vocês são parte dessa conquista.

Aos meus orientadores, Julio Cesar Stacchini de Souza e Rainer Zanghi pela paciência, pela disponibilidade e pelos conhecimentos compartilhados durante nossos encontros. Obrigado pela confiança depositada em mim e por me guiarem durante a pós-graduação.

Aos colegas do ONS pelas ideias compartilhadas durante conversas que contribuíram na construção deste trabalho. Agradeço também aos meus gerentes, Monica Sammartino e Gustavo Henrique Novaes Rodrigues, pela oportunidade de desenvolvimento e pelo constante incentivo na busca pelo conhecimento.

Aos professores do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da UFF por contribuírem na minha formação acadêmica e profissional. Aos amigos do mestrado e, em especial, a Natália do Valle Alves Silva e o Ruan Duarte Sales Anselmo pelo companheirismo e pela mútua motivação ao longo da caminhada.

E por fim, agradeço a todos que contribuíram de forma direta ou indireta no desenvolvimento desta Dissertação.

Resumo

O agendamento de intervenções em redes elétricas constitui uma importante tarefa realizada no planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência. As solicitações de intervenção são encaminhadas pelos agentes proprietários de acordo com seus planos de manutenções, de forma a preservar a vida útil dos equipamentos e evitar desligamentos intempestivos. Entretanto, se aprovados sem uma cuidadosa análise, os desligamentos de equipamentos para manutenção podem trazer graves problemas para a operação da rede, causando violações de limites operativos dos equipamentos remanescentes ou levando a severos cortes de carga. Nesse sentido, o operador independente possui a responsabilidade de analisar as solicitações e garantir que a segurança da operação do sistema não seja comprometida enquanto as intervenções são executadas na rede elétrica. Esta análise deve ser realizada de forma integrada, considerando o atendimento de todas as solicitações em um determinado período de tempo, com o objetivo de observar os impactos sistêmicos. Na janela temporal em que ocorrem os desligamentos, o sistema é submetido a diferentes pontos de operação, devendo ser garantido o atendimento às restrições operativas em tais condições e também caso venham a ocorrer contingências na rede. Em função do elevado número de cenários que devem ser avaliados, o agendamento de intervenções em redes elétricas se apresenta como um problema de otimização de natureza combinatória, em que a aplicação de meta-heurísticas se torna vantajosa.

Esta Dissertação apresenta uma metodologia baseada em algoritmos genéticos para a análise sistemática de solicitações de desligamentos em redes elétricas, de modo a obter um agendamento de intervenções otimizado e que se garanta o atendimento às restrições operativas da rede. O processo de otimização tem como principal objetivo a maximização da margem de segurança do sistema durante o período em que os desligamentos ocorrem, o que está alinhado com a principal preocupação do operador independente, ou seja, a segurança da operação. Resultados obtidos a partir de simulações realizadas com os sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras mostram que a metodologia proposta é capaz de realizar uma busca sistemática por soluções de boa qualidade e obter agendamentos que maximizam a segurança operativa e garantem o atendimento às restrições do problema.

Palavras-chave: programação de manutenções, planejamento e operação, segurança, otimização.

Abstract

Maintenance schedule of electrical network equipment is an important task performed during power systems operation planning. Outage requests are initially defined by the equipment owners according to their maintenance plans, aiming to preserve the life span of their equipment and to avoid forced outages. However, if approved without careful analysis, equipment outages for maintenance can cause serious problems to system operation, leading to violations of operating limits or severe load shedding. The independent system operator is responsible for analyzing the outage requests and to ensure that system operation is not compromised while the requested maintenances are carried out. This analysis must be performed in an integrated manner, considering the fulfillment of all outage requests in a given period of time, with the objective of observing the systemic impacts. In the time window in which the outages occur, the power system is subjected to different operating conditions, and the observation of operating constraints must be ensured under such conditions and also in the event of network contingencies. Due to the high number of scenarios that must be assessed, the outages scheduling is viewed as a combinatorial optimization problem in which the application of metaheuristics becomes advantageous.

This Dissertation presents a methodology based on genetic algorithms for the systematic analysis of outages in electrical networks in order to obtain an optimized schedule that respect network operational constraints. The optimization process has as its main objective the maximization of system operation security margin during the period in which the outages take place. Such objective is in line with the main concern of the independent system operator, that is, to preserve system operation security. Results obtained from simulations carried out with the IEEE 30, 57 and 118 bus systems show that the proposed methodology is capable of performing a systematic search for high quality solutions and to obtain outage schedules that preserve system operation security, while ensuring the attendance to problem constraints.

Keywords: maintenance schedule, planning and operation, security, optimization.

Lista de Figuras

3.1	Fluxograma básico do AG	17
3.2	Cromossomo, genes e alelos	19
3.3	Codificação do fenótipo	19
3.4	Representação do método de seleção por roleta	22
3.5	Método de cruzamento em um ponto	24
3.6	Método de cruzamento em dois pontos	24
3.7	Método de cruzamento uniforme	25
4.1	Codificação inteira das variáveis	31
4.2	Patamares de carga	32
4.3	Exemplos de cenários obtidos a partir de um conjunto de desligamentos . .	34
4.4	Codificação das soluções	36
4.5	Método de cruzamento inteiro em dois pontos	44
4.6	Características genéticas dos indivíduos gerados quando não ocorre cruza- mento	45
4.7	Mutação do indivíduo	46
4.8	Fluxograma do algoritmo proposto	48
5.1	Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras	53
5.2	Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras	53
5.3	Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras	54

5.4	Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras	54
5.5	Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras	55
5.6	Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras	55
5.7	Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras	57
5.8	Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras . . .	58
5.9	Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras .	59
5.10	Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras .	60
5.11	Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras .	61
5.12	Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras	62
5.13	Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras	63
5.14	Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras	64
5.15	Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras	65
5.16	Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras . . .	66
5.17	Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras .	67

5.18 Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras .	67
5.19 Margem mínima nos ramos para o sistema IEEE 57 barras com otimização da margem média	68
5.20 Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras	69
5.21 Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras	70
5.22 Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras	71
5.23 Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras	72
5.24 Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras . .	73
5.25 Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras .	74
5.26 Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras .	74
5.27 Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras .	75
5.28 Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras	76
5.29 Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras	77
5.30 Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras	77

5.31	Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado com urgência e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras	78
5.32	Diagrama de tempo para agendamento de intervenções com e sem urgência obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras .	79
A.1	Sistema IEEE 30 barras	90
A.2	Sistema IEEE 57 barras	99
A.3	Sistema IEEE 118 barras	114

Lista de Tabelas

3.1	Exemplo de seleção por roleta	22
4.1	Horários iniciais e finais dos patamares de carga	32
4.2	Exemplo de programação de desligamentos	34
4.3	Exemplo da dimensionalidade S e número de cenários	35
5.1	Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 30 Barras	50
5.2	Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 57 Barras	50
5.3	Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 118 Barras	51
5.4	Lista de contingências para o sistema IEEE 30 barras	51
5.5	Lista de contingências para o sistema IEEE 57 barras	51
5.6	Lista de contingências para o sistema IEEE 118 barras	52
5.7	Variação de parâmetros do AG	52
A.1	Bancos de capacitores para o sistema IEEE 30 barras	90
A.2	Dados de rede para o sistema IEEE 30 barras	91
A.3	Dados para perfil de demanda leve para o sistema IEEE 30 barras	94
A.4	Dados para perfil de demanda média para o sistema IEEE 30 barras	95
A.5	Dados para perfil de demanda pesada para o sistema IEEE 30 barras	96
A.6	Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 30 barras	97
A.8	Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 30 barras	97
A.9	Bancos de capacitores para o sistema IEEE 57 barras	100
A.10	Dados de rede para o sistema IEEE 57 barras	100
A.11	Dados para perfil de demanda leve no sistema IEEE 57 barras	103

A.12	Dados para perfil de demanda média no sistema IEEE 57 barras	105
A.13	Dados para perfil de demanda pesada no sistema IEEE 57 barras	107
A.14	Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 57 barras . . .	109
A.15	Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 57 barras . . .	109
A.16	Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 57 barras	111
A.17	Bancos de capacitores (+) e reatores (−) para o sistema IEEE 118 barras .	115
A.18	Dados de rede para o sistema IEEE 118 barras	115
A.19	Dados para perfil de demanda leve no sistema IEEE 118 barras	121
A.20	Dados para perfil de demanda média no sistema IEEE 118 barras	125
A.21	Dados para perfil de demanda pesada no sistema IEEE 118 barras	129
A.22	Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 118 barras . . .	133
A.23	Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 118 barras . .	135
A.24	Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 118 barras	139
A.7	Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 30 barras . . .	146

Lista de Abreviaturas e Siglas

AE	Algoritmos Evolutivos	10
AG	Algoritmos Genéticos	3
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	1
CPST	Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão	6
MST	Margem de Segurança de Tensão	11
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	2
PV	Parcela Variável	1
PMI	Programa Mensal de Intervenções	9
RAP	Receita Anual Permitida	1
RCE	Repopulação com Conjunto Elite	11
SIN	Sistema Interligado Nacional	6
TLD	Termo de Liberação Definitivo	6
TLP	Termo de Liberação Parcial	6

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Contribuições	3
1.3	Objetivos	4
1.4	Publicações	4
1.5	Estrutura do Trabalho	4
2	Programação de desligamentos	6
2.1	Introdução	6
2.2	Critérios para aprovação de intervenções	8
2.3	Critérios para priorização entre solicitações de intervenções incompatíveis	8
2.4	Técnicas de solução	10
2.5	Formulação do Problema	12
3	Aspectos gerais das meta-heurísticas	14
3.1	Introdução	14
3.2	Conceitos Básicos	15
3.3	Representação	18
3.3.1	Genótipos binários	20
3.3.2	Genótipos inteiros	20
3.4	Seleção	21
3.4.1	Seleção por roleta	21

3.4.2	Seleção por classificação	22
3.4.3	Seleção por torneio	23
3.5	Cruzamento	23
3.6	Mutação	25
3.6.1	Genótipos binários	26
3.6.2	Genótipos inteiros	26
3.7	Função Aptidão	26
3.8	Restrições	27
3.8.1	Estratégia de rejeição	27
3.8.2	Estratégia de penalização	27
3.9	Critério de Parada	28
4	Metodologia proposta	29
4.1	Codificação do agendamento	30
4.2	Condições de carregamento	32
4.3	Espaço de busca	33
4.3.1	Base de dados de cenários	36
4.4	Formulação do Problema	39
4.4.1	F_{obj1} : margem média de potência nos ramos	41
4.4.2	F_{obj2} : margem mínima de potência nos ramos	42
4.5	Operações genéticas	43
4.6	Fluxograma do algoritmo proposto	47
5	Testes e Resultados	49
5.1	Descrição das simulações	49
5.1.1	Condições de contorno para as simulações	50
5.1.2	Definição dos parâmetros do AG	52

5.2	Testes realizados	57
5.2.1	Teste 1: Sistema IEEE 30 Barras - FA_1	57
5.2.2	Teste 2: Sistema IEEE 30 Barras - FA_2	61
5.2.3	Teste 3: Sistema IEEE 57 Barras - FA_1	64
5.2.4	Teste 4: Sistema IEEE 57 Barras - FA_2	68
5.2.5	Teste 5: Sistema IEEE 118 Barras - FA_1	71
5.2.6	Teste 6: Sistema IEEE 118 Barras - FA_2	75
5.2.7	Teste 7: Consideração de manutenções de urgência	78
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	81
6.1	Conclusões	81
6.2	Trabalhos Futuros	83
	Referências	84
	Apêndice A – Sistemas Testes	90
A.1	Configuração do Sistema IEEE 30 Barras	90
A.1.1	Dados de Rede	90
A.1.2	Dados de Carga	94
A.1.3	Limites de Potência Reativa dos Geradores	97
A.1.4	Limites Operativos	97
A.2	Configuração do Sistema IEEE 57	99
A.2.1	Dados de Rede	100
A.2.2	Dados de Carga	102
A.2.3	Limites de Potência Reativa dos Geradores	109
A.2.4	Limites Operativos	109
A.3	Configuração do Sistema IEEE 118	114
A.3.1	Dados de Rede	115

A.3.2	Dados de Carga	121
A.3.3	Limites de Potência Reativa dos Geradores	133
A.3.4	Limites Operativos	135

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

O sistema elétrico brasileiro é formado pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Tem como principal função assegurar o suprimento energético para as atividades essenciais da cadeia produtiva do país, contribuindo diretamente para o desenvolvimento econômico, além de garantir o fornecimento de energia para toda sociedade, propiciando o bem-estar de toda população.

As concessionárias de transmissão participam de Leilões de oferta descendente [1], cujo valor máximo é definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consagra-se vencedor o participante que oferecer o maior deságio em relação ao preço teto predefinido. Define-se, então, o valor da Receita Anual Permitida (RAP) que a transmissora fará jus para operar e manter durante o período da concessão as instalações que foram detalhadas no edital do leilão.

A qualidade da prestação do serviço público de transmissão está diretamente ligada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações de transmissão. Dessa forma, existe um enorme interesse das empresas de transmissão em reduzir ao máximo os períodos de indisponibilidades, sejam essas programadas ou não. A regulamentação vigente [2] prevê descontos proporcionais às indisponibilidades e às restrições operativas nos duodécimos de pagamento da RAP associada a cada equipamento principal e os complementares. Esta parcela a ser deduzida por consequência da redução da qualidade do serviço prestado é conhecida como Parcela Variável (PV). O desconto é mais severo para indisponibilidades não programadas.

No segmento de transmissão inexistem qualquer concorrência direta entre as empresas

de transmissão após o encerramento dos leilões, caracterizando-o como um monopólio natural. No entanto, os descontos nas RAP podem impactar negativamente os resultados operacionais das concessionárias de serviço público de transmissão.

Nesse contexto, o plano de manutenções dos equipamentos de transmissão das concessionárias se torna importante para reduzir impactos financeiros relativo às indisponibilidades, sobretudo as não programadas, tendo também como efeito o prolongamento da vida útil dos equipamentos e maior confiabilidade na operação do sistema. As motivações das manutenções podem ser de natureza preventiva, aquelas que já estão presentes no plano de manutenção, ou corretiva, para os casos fortuitos ou intempestivos. A inserção de novos equipamentos para expansão, implantação de reforço ou melhoria também demanda desligamentos na rede [3].

Independente da origem, as manutenções em equipamentos dos sistemas elétricos requerem desligamentos na rede em que estão inseridos. Assim sendo, as solicitações de intervenções precisam ser cuidadosamente analisadas pelo operador independente, pois seus efeitos podem ter consequências tanto em aspectos técnicos quanto econômicos. Portanto, todos os riscos precisam ser considerados para a tomada de decisão.

No presente modelo de governança do setor elétrico brasileiro, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por operar, controlar e supervisionar os recursos eletroenergéticos nacionais e internacionais (somente nos intercâmbios), de acordo com as regulamentações vigentes, emitidas pela ANEEL [4]. De maneira geral, o ONS é responsável pela operação de equipamentos que são de propriedade dos agentes de geração e transmissão. É também tarefa do ONS receber e analisar as solicitações de desligamentos dos agentes para a realização de manutenção nos equipamentos, podendo aceitá-las, postergá-las ou indeferi-las baseando-se em procedimentos e normativos conhecidos [5].

A tarefa de análise das solicitações de intervenções é realizada pelos engenheiros que, em função da natureza combinatória decorrente dos diversos arranjos que caracterizam as intervenções, não conseguem analisar todos os possíveis cenários. Em alguns casos, podem acabar transferindo as solicitações para um período no qual o patamar de carga seja mais leve e o sistema supostamente esteja mais confiável para suportar certas ocorrências. Sem uma análise sistemática, podem ser realizadas análises simplificadas que resultam em uma tomada de decisão predominantemente baseada na experiência do analista. Nessas condições, a decisão pode ser equivocada ou não ser a melhor para a operação do sistema. Nesse contexto, uma ferramenta de auxílio para a análise sistemática das solicitações de intervenção e apoio à tomada de decisão traria enormes ganhos para o processo [3],

principalmente, nas etapas preliminares como, por exemplo, as de estudos em regime permanente.

Os critérios determinísticos utilizados nas análises de contingências durante a avaliação das solicitações de intervenção encaminhadas pelos agentes foram objeto de estudo em [6]. Naquele trabalho, o desafio do operador figura em atender as solicitações das concessionárias de transmissão, possibilitando a execução de seus planos de manutenções, garantindo a operação dentro dos limites operativos sem que haja interrupção de fornecimento de energia. Além disso, buscando o menor custo de operação.

A utilização de meta-heurísticas, em especial, de Algoritmos Genéticos (AG) foram empregados em [7], [8], [9] e [10] para solução do problema de programação de intervenções em redes elétricas. Foram incluídas as restrições de atendimentos aos limites operativos e atendimento à demanda de carga. Os resultados obtidos comprovaram a aderência e eficiência da aplicação de AG ao problema.

No levantamento das referências bibliográficas não foram encontrados trabalhos que busquem solucionar o problema de programação de desligamento priorizando a segurança operativa da rede elétrica. O operador independente, responsável por analisar as solicitações de desligamentos, figura um dos maiores interessados em garantir que o sistema opere dentro dos limites estabelecidos e, sempre que possível, com uma margem de segurança confortável, prezando pela confiabilidade e robustez.

1.2 Contribuições

Esta Dissertação busca trazer contribuições para o tema de agendamento de intervenções em redes elétricas, apresentando uma metodologia para análise integrada das solicitações de desligamentos na rede de transmissão e, como diferencial, preservar e garantir a segurança operativa do sistema elétrico de potência. Para tal, é empregado um AG e são propostos indicadores de margem de fluxo de potência aparente para guiar o processo evolutivo, respeitando-se também as restrições operativas da rede e a necessidade de atendimento à demanda. São realizadas simulações com os sistemas teste IEEE 30, 57 e 118 barras para validar a metodologia proposta.

Destaca-se também a aplicação da tabela de dispersão (*hash table*) como técnica de inserção e consulta de dados na busca por soluções. Esta técnica visa reduzir o esforço computacional, seja na obtenção do estado operativo da rede ou na avaliação de cenários coincidentes para diferentes programações de desligamentos.

1.3 Objetivos

Este trabalho aborda o problema de programação de intervenções em sistemas elétricos de potência e tem os seguintes objetivos:

- Apresentar uma metodologia que seja capaz de analisar, de forma integrada, todas as solicitações de intervenção, com o auxílio de um AG;
- Propor indicadores que reflitam o impacto que os agendamentos propostos têm na segurança operativa da rede elétrica;
- Investigar, com a aplicação do AG, o emprego de funções de aptidão que priorizem a segurança operativa durante a janela de tempo em que os desligamentos ocorrem;
- Avaliar a flexibilidade da metodologia proposta no que tange o emprego de funções de aptidão, que representem diferentes objetivos, bem como quando da consideração de urgência para a realização de um ou mais desligamentos.

1.4 Publicações

Até o presente momento, as seguintes publicações foram geradas com o desenvolvimento desta dissertação:

L. Gonzaga da Silva, R. Zanghi, J. C. Stacchini de Souza; M. B. Do Coutto Filho, “Programação de Manutenção em Redes Elétricas Preservando a Segurança Operativa”, IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, pp. 1-7, Santa Maria, RS, 2022.

L. Gonzaga da Silva, R. Zanghi, J. C. Stacchini de Souza, “Otimização do Agendamento de Intervenções e da Margem de Potência em Redes Elétricas”, XXIV Congresso Brasileiro de Automática, pp. 1-8, Fortaleza, CE, 2022.

1.5 Estrutura do Trabalho

Esta Dissertação está estruturada da seguinte forma:

No Capítulo 2 são descritos o problema do agendamento de intervenções em redes elétricas e os critérios para aprovação e priorização de intervenções no sistema de transmissão brasileiro. São apresentadas, também, as principais técnicas encontradas na literatura para tratar o problema descrito.

O Capítulo 3 introduz as meta-heurísticas e os principais conceitos na aplicação dos AG.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta, englobando a codificação das variáveis, a formulação do problema e as funções de aptidão propostas, os operadores genéticos empregados e métricas para avaliação das soluções.

O Capítulo 5 lista as premissas utilizadas nos testes realizados com os sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras e expõe os resultados obtidos com a metodologia proposta.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

Dados sobre os sistemas de teste empregados podem ser encontrados no Apêndice A.

Capítulo 2

Programação de desligamentos

2.1 Introdução

As solicitações de manutenções podem ser encaminhadas pelos agentes do segmento de geração, transmissão, distribuição e pelos consumidores livres que estejam na Rede de Operação para análise do ONS [5]. De acordo com [11], a Rede de Operação é composta pelas instalações de Rede Básica¹, pelas instalações conectadas à Rede Básica e que sejam destinadas às interligações internacionais, pelas instalações que integram a Rede Complementar² e pelas usinas que são despachadas centralizadamente.

O crescimento gradual do setor e, conseqüentemente, dos agentes que se relacionam com o ONS faz aumentar a complexidade na operação do sistema. O Operador, por sua vez, também precisa lidar com as solicitações dos agentes e garantir níveis adequados de segurança durante a operação do sistema [6]. Atualmente, existem cerca de 299 agentes de transmissão em operação comercial³ e esse número cresce mensalmente, em função do início de execução dos Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST), aumentando o número de equipamentos elegíveis para compor uma solicitação de intervenções. O início de execução dos CPST é caracterizado pela emissão do Termo de Liberação Parcial (TLP) ou Termo de Liberação Definitivo (TLD), pelo ONS, que atesta a operação comercial das instalações de transmissão.

As intervenções em redes elétricas são caracterizadas por gerarem indisponibilidade ou restrição operativa em equipamentos de transmissão (seja nos equipamentos princi-

¹Equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV.

²Instalações não classificadas como Rede Básica, mas cujos desligamentos afetam a otimização energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) e/ou afetam o desempenho das instalações que integram a Rede Básica

³Apuração Mensal de Serviços e Encargos de setembro de 2022

país ou em equipamentos complementares). Note que não é necessária a ocorrência de desligamentos para que uma manutenção seja definida como uma intervenção [5].

De acordo com [5], as intervenções de urgência são caracterizadas como sendo aquelas solicitadas com antecedência inferior a 24 horas do horário de início. Além disso, intervenções solicitadas com antecedência entre 24 e 48 horas, sem ser possível a programação, em consonância com procedimentos normativos, também são enquadradas como urgência. Existe também a classificação de intervenções programadas em regime de urgência, vinculada à intervenções solicitadas com antecedência inferior a 48 horas e superior ou igual a 24 horas do horário de início da intervenção, sendo possível o ONS programar as condições operativas do SIN, de acordo com os critérios adotados na avaliação de solicitações de intervenção.

As análises de intervenções são suportadas por estudos de fluxo de potência e desempenho dinâmico. O intuito é garantir que o sistema opere dentro dos limites operativos, isto é, limites de tensão e de carregamento dos equipamentos sem que haja corte de carga. O atendimento aos limites operativos não deve se limitar para as condições normais de operação, mas devem ser estendidas e garantidas também para situações de contingência [5]. Apesar de representar um dos critérios para aprovação, avaliações relativas ao desempenho dinâmico das intervenções não fazem parte do escopo desta Dissertação.

O limite de carregamento dos equipamentos para condições normais e de emergência (contingência) é objeto do CPST celebrado entre o ONS e as concessionárias de transmissoras. Já os limites de tensão são definidos a partir de cada nível de tensão nominal de operação, cujos valores são descritos em [12]. A curva de capacidade de geração de potência reativa é utilizada para obter os limites de injeção ou absorção de potência reativa e tensão terminal de unidades geradoras e compensadores síncronos. Na ausência da curva de capacidade, são utilizados limites estabelecidos em [13]. E por fim, limites de compensadores estáticos são obtidos a partir de curvas características [12].

Em condições de contingência, devem ser analisadas perdas simples e duplas dos equipamentos, sejam essas linhas de transmissão, transformadores ou quaisquer outros elementos. As perdas duplas são analisadas apenas em situações específicas, como por exemplo, circuitos que integram a Rede de Operação e que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem [12]. Intervenções que apresentem risco de corte de carga em condições de contingência poderão ser realizadas sob circunstâncias bem específicas, como na existência de grande risco de acidente com pessoas, vida útil do equipamento ou desligamento imprevisto.

Ainda, em situações de contingência, quando o sistema não dispõe de recursos para impedir propagações sistêmicas de distúrbios, as intervenções devem ser realizadas em períodos favoráveis ou propícios para o SIN.

2.2 Critérios para aprovação de intervenções

De acordo com [12], as solicitações de intervenções são aprovadas quando não apresentam corte de carga e violação dos limites operativos em condições normais. Devem atender também as mesmas condições para situações de emergência, além de suportarem dinamicamente as contingências analisadas.

Todavia, ressalta-se que nenhuma intervenção pode inviabilizar a recomposição do sistema, com exceção das solicitações em que as postergações apresentem risco de acidente com pessoas, vida útil do equipamento ou desligamento imprevisto. Nesses casos, cabe ao ONS definir procedimentos alternativos, que permitam a recomposição do sistema, para que a intervenção seja realizada. As condições eletroenergéticas também são consideradas, de tal modo que intervenções que ocasionem restrições no despacho de usinas sejam reprogramadas. O período indicado para realização da intervenção é definido buscando minimizar os desvios com relação às metas energéticas.

De forma excepcional, intervenções de caráter de urgência podem ser realizadas, independentemente do patamar de carga. Entretanto, o aconselhável é que iniciem e terminem em períodos favoráveis para o SIN. O ONS define o período em que devem ocorrer, considerando as demais intervenções agendadas e considerando o risco à vida útil do equipamento [12].

Devido à complexidade intrínseca ao problema de programação de desligamentos em redes elétricas, os critérios para aprovação de intervenções considerados na aplicação da metodologia apresentada nesta Dissertação são: não apresentar corte de carga e violações dos limites operativos, seja em condições normais de operação ou sob contingência.

2.3 Critérios para priorização entre solicitações de intervenções incompatíveis

São consideradas intervenções incompatíveis quando a partir da análise se conclui que a simultaneidade das intervenções, em qualquer patamar de carga, propicia violações que podem ser minimizadas ou até eliminadas se não ocorrerem em concomitância. Interven-

ções incompatíveis devem ser realizadas em períodos distintos, considerando a ordem de prioridade de cada intervenção.

São definidos em [5] os critérios sequenciais de priorização entre solicitações de intervenções incompatíveis, os quais são descritos a seguir:

- Solicitações de intervenções classificadas como urgência ou como programadas em regime de urgência possuem prioridade em relação às demais solicitações de intervenções;
- Solicitações de intervenções que apresentem risco de acidente com pessoas ou para a vida útil do equipamento;
- Solicitações de intervenções que apresentem risco ao sistema, identificados pelo ONS a partir de informações dos agentes;
- Solicitações que fazem parte do Programa Mensal de Intervenções (PMI) possuem prioridade em relação aquelas que não fazem parte;
- Solicitações de natureza corretiva possuem prioridade em relação às intervenções de natureza preventiva, intervenções para ensaios em equipamentos ou testes de comissionamento;
- Inexistência de período alternativo, em horizontes específicos a depender da natureza da intervenção, para que a intervenção seja reprogramada em comum acordo com o proprietário do equipamento, seja por questões de previsão da demanda, hidrologia ou por intervenções já aprovadas;
- Solicitações do agente que possuir menor índice de cancelamento de intervenções não justificadas nos últimos seis meses;
- Solicitações do agente que possuir maior índice de reprogramação de intervenções nos últimos seis meses, solicitadas pelo ONS;
- Solicitações que têm como consequência restrições com menores severidades no despacho de usinas centralizadamente despachadas, tendo em vista os despachos previstos ao longo do período;
- Solicitações que estejam envolvidas com instalações que integram a Rede de Operação ou que afetem o desempenho dessa rede;
- Anterioridade das solicitações.

2.4 Técnicas de solução

Na literatura, a tarefa de planejar as manutenções é caracterizada como um problema de otimização complexo sujeito às restrições inerentes à modelagem do problema [14].

Uma densa revisão bibliográfica sobre o tema de programação de manutenções é realizada em [15]. Os autores discutem sobre cronograma de manutenções nos diversos segmentos da indústria de energia elétrica, isto é, geração, transmissão e distribuição de energia. São apontados os principais métodos, vantagens e desvantagens de cada abordagem utilizada nos países cujos modelos de mercado são tanto verticalizados quanto desverticalizados.

O tema de manutenção preventiva em usinas elétricas (hidrogeradores, termoeletricas, eólicas e nucleares) é abordado em [16]. O principal objetivo do trabalho é avaliar quais usinas devem paralisar a produção de energia para serem avaliadas periodicamente, por questões de segurança. A técnica de programação linear inteira mista foi aplicada e se concluiu que quando a confiabilidade é incluída na função utilizada para avaliar as soluções, com restrições apropriadas, o modelo se mostra viável para prevenir ou reduzir falhas no fornecimento de energia elétrica.

Métodos como AG [14], AG com otimização extrema [17], otimização por enxame de partículas [18], decomposição de Benders [19], busca tabu [20], *machine learning* [21] e modelos markovianos [22][23] também foram utilizados em outros trabalhos. No segmento de transmissão, o estudo [24] apresenta uma metodologia baseada em AG dedicados com objetivo de minimizar os custos de manutenção e risco de falhas a partir de uma agenda de manutenções em equipamentos de transmissão, que respeite as restrições sistêmicas. O mesmo objetivo foi perseguido em em [25] utilizando a combinação de heurística construtiva com programação dinâmica.

Os AG, uma das classes de Algoritmos Evolutivos (AE), também foram aplicados em problemas de programação de desligamento em equipamentos de transmissão de redes elétricas em [26] e [27].

A análise integrada das solicitações de intervenção em redes elétricas sob a ótica do operador independente foi primeiramente abordada em [3] e [7]. Os estudos se concentraram nas manutenções de equipamentos de transmissão e se buscou a redução das diferenças entre os horários solicitados pelos agentes e os horários efetivamente aprovados pelo operador independente para realização das manutenções. Foram consideradas restrições operativas (limites de carregamento nos ramos e tensões nas barras do sistema) e as

prioridades preestabelecidas para cada solicitação de desligamento.

Em [8] foram propostas melhorias no algoritmo apresentado em [3]. O objetivo principal foi melhorar a eficiência do processo de busca por soluções ótimas, além de investigar diferentes codificações que pudessem representar as soluções e variáveis do problema. Além disso, foram incluídas restrições de carregamento associados com ramos de interesse. Já em [28] e [9], dando continuidade às pesquisas anteriormente realizadas, foram propostas técnicas para um melhor balanceamento entre as fases de diversificação e intensificação do AG, o que permitiu a uma expressiva redução do tempo computacional para obtenção das soluções. No trabalho foram também consideradas as restrições dinâmicas do problema, de forma a garantir que a solução obtida pelo AG fosse capaz de suportar contingências também sob o ponto de vista dinâmico. Foram exploradas estratégias alternativas na aplicação do algoritmo, tais como Repopulação com Conjunto Elite (RCE) e multicondicionamentos de variáveis, também estudadas em [10].

Embora nos trabalhos citados seja observado o atendimento a demanda e aos limites operativos, nota-se uma lacuna nas referências bibliográficas, não tendo sido até o momento encontradas metodologias para solucionar o problema da programação de intervenções em redes elétricas, que busquem soluções que priorizem a segurança operativa do sistema. Obter programações de intervenção que priorizem a segurança é de interesse do operador independente e tem como consequência uma maior robustez e flexibilidade na operação.

O conceito de margem para indicar uma região de segurança, na operação de sistemas elétricos, é amplamente utilizado. Em [12], a Margem de Segurança de Tensão (MST) é definida como a menor distância entre um ponto de operação e o ponto de operação de máximo carregamento. Esse indicador é utilizado como um dos critérios para o sistema elétrico ser classificado como seguro, sob o ponto de vista da tensão elétrica [12]. Ainda em [12], a margem de segurança é relacionada com critérios de avaliação de estabilidade eletromecânica e estudos relacionados aos transitórios eletromagnéticos.

Nesta Dissertação se emprega o conceito de margem de fluxo de potência aparente como um parâmetro de segurança operativa, sendo esse parâmetro obtido por meio da relação entre o fluxo de potência aparente verificado em um dado ponto de operação e o seu respectivo limite operativo, representando uma medida de folga na condição de operação em análise. Nesse sentido, quanto maior a margem de potência nos ramos da rede maior será a chance de o sistema acomodar, com sucesso, variações decorrentes de eventos não previstos na fase de planejamento da operação. Vale ressaltar que o carregamento de linhas

de transmissão e de transformadores verificados na operação são utilizados para subsidiar indicadores de confiabilidade da Rede Básica, com o objetivo de avaliar a capacidade do sistema em manter a operação dentro de limites preestabelecidos [29].

2.5 Formulação do Problema

Restrições para garantir o atendimento aos limites operacionais e o atendimento à demanda são consideradas para todos os cenários base, e também, para os cenários em que a rede está sob contingência. Programações de intervenção que violem quaisquer restrições devem ser evitadas e reprogramadas para períodos nos quais tais violações sejam extintas.

Dessa forma, o problema pode, de uma forma descritiva, ser representado como:

sujeito à:

atendimento à demanda;

atendimento aos limites operativos de tensão e de carregamento

Em que:

$S_{operativa}$ representa a segurança operativa, a qual é função da programação de desligamentos representada por x .

O problema abordado nesta Dissertação é de natureza combinatória e pode ser formulado como um problema de otimização. A aplicação de meta-heurísticas apresenta diversas vantagens na busca por soluções nesses tipos de problemas e tais técnicas serão apresentadas no Capítulo 3. Como já mencionado, o objetivo é maximizar a segurança na operação do sistema elétrico durante o período em que as manutenções ocorrerem, empregando-se métricas obtidas a partir da margem de fluxo de potência nos ramos da rede.

A segurança operativa é avaliada a partir dos cenários que compõem cada programação de desligamentos. Tais cenários possuem características únicas e específicas de geração, carga e topologia. As condições de geração podem ser alteradas para atender a demanda do sistema. Já a topologia pode ser alterada de acordo com os desligamentos que serão realizados ou na consideração de uma contingência. No Capítulo 4 serão propostas métricas para a avaliação da segurança operativa, com base nas margens de potência nos ramos. As variáveis adotadas para o problema do agendamento de intervenções em

redes elétricas, são os horários iniciais dos desligamentos, sendo conhecidas as respectivas durações.

Capítulo 3

Aspectos gerais das meta-heurísticas

3.1 Introdução

Os algoritmos são fundamentais para a ciência da computação e sua aplicação é indispensável nas mais diversas áreas: finanças, engenharias, química, física, biologia entre outros. De acordo com [30], o processo de otimização é definido como a ação de melhorar algo ou fazer algo melhor. Nesse contexto, o principal objetivo dos algoritmos de otimização é encontrar uma boa solução para o problema em uma quantidade de tempo razoável. Em [31], o problema de otimização é definido como (S, f) , em que S representa o conjunto de possíveis soluções e $f : S \rightarrow \mathbb{R}$ caracteriza a função objetivo que deve ser otimizada, na busca pelo estado ótimo.

As técnicas de otimização podem ser segmentadas em duas principais classes: métodos determinísticos e métodos estocásticos. A escolha pela classe da técnica de solução a ser utilizada está diretamente relacionada com a complexidade do problema. De acordo com [32], a complexidade do problema pode ser definida como a quantidade de recurso computacional (ou esforço computacional) necessária para encontrar a solução do problema. A substancial diferença entre os métodos determinísticos e estocásticos é a capacidade e a garantia em obter soluções que sejam ótimos globais. Apenas os métodos determinísticos possuem as duas características, enquanto os métodos estocásticos garantem, exclusivamente, que seja obtida uma ótima solução, mas com a possibilidade de ser um ótimo local.

As meta-heurísticas são uma das famílias de métodos estocásticos que, de maneira geral, permitem encontrar soluções aceitáveis em tempo computacional admissíveis para problemas complexos e de grande porte. Flexibilidade de incluir o conhecimento tácito

e prévio do problema e facilidade na implementação são algumas das vantagens de sua aplicação no processo de otimização. Além disso, quando comparadas com métodos determinísticos, as meta-heurísticas demonstram rapidez, capacidade de solucionar problemas grandes e apresentam maior robustez. Tal flexibilidade é obtida em detrimento da redução da qualidade das soluções [32]. É válido distinguir as heurísticas de meta-heurísticas. Enquanto as heurísticas são modeladas para solucionar problemas específicos, semelhante aos sistemas especialistas, as meta-heurísticas são algoritmos gerais que são amplamente utilizados para solucionar grande parte dos problemas de otimização [31]. Além disso, o uso de meta-heurísticas permite controlar uma busca heurística possível de ser aplicada a diversos problemas de otimização, apenas com algumas modificações [33].

Segundo [33], as meta-heurísticas são excelentes ferramentas, sendo capazes de resolver qualquer problema modelado, em um curto espaço de tempo. Entretanto, é necessário realizar ajustes de parâmetros nos algoritmos propostos para serem utilizados em problemas diferentes dos quais foram primeiramente aplicados. Este procedimento de ajuste de parâmetros pode ser demorado e frustrante para o usuário que deseja aplicar o algoritmo em seu problema.

3.2 Conceitos Básicos

Os AG são algoritmos bioinspirados na teoria da evolução de Charles Darwin. Foram propostos, pela primeira vez, da década de 1970, por John Holland [34]. Uma metáfora foi utilizada em [32] para elucidar o funcionamento dos AG, em que o autor compara o problema a ser otimizado ao ambiente no qual a evolução ocorre. As possíveis soluções são os indivíduos que compõem uma população, representados pelos seus cromossomos. A capacidade de adaptação ao meio em que estão inseridos é medida por meio da função aptidão de cada indivíduo. Os indivíduos desta população com as melhores capacidades de adaptação possuem a maior probabilidade de serem selecionados e, em pares, gerarem novos indivíduos através do cruzamento. Dessa forma, os indivíduos que não apresentam boa capacidade de adaptação terão seu material genético excluído das próximas gerações. Ao final deste processo geracional, promovendo maior diversidade genética, os indivíduos da geração seguinte são submetidos à mutação de alguns de seus genes.

De acordo com [35], os AG apresentam vantagem em sua aplicação, pois trabalham com avaliação de funções de aptidão, podendo ser aplicados na otimização de funções não diferenciáveis. Ainda, de acordo com [35], o paralelismo pode ser facilmente aplicado

em AG por meio de integração a um software que realiza a avaliação da aptidão de cada indivíduo. Dessa forma, a aptidão de indivíduos pode ser calculada simultaneamente em diferentes processadores.

O tamanho da população é um dos parâmetros do AG e exerce grande influência na eficácia de sua aplicação [36]. O AG pode apresentar uma convergência prematura, caso o tamanho da população seja demasiadamente pequeno. Por outro lado, pode ser exigido um elevado custo computacional, em cada geração, caso o tamanho da população seja elevado.

A escolha dos indivíduos da população inicial pode ser implementada de forma randômica ou a partir de uma heurística [37][38]. A utilização de boas soluções, na população inicial, obtidas a partir de heurísticas pode auxiliar o AG convergir mais rápido, quando comparado com a inicialização randômica [39]. Entretanto, essa técnica pode ter como consequência uma convergência prematura do AG [38].

A estratégia de busca é responsável pelo equilíbrio de dois aspectos importantes das meta-heurísticas: diversificação e intensificação. Na diversificação, os operadores do AG são utilizados para alterar as soluções encontradas para que novas áreas do espaço de busca ainda não analisadas sejam exploradas. Na intensificação, a aptidão das soluções guia os operadores de modo a obter soluções de alta qualidade em uma vizinhança [33].

A diversificação e a intensificação podem ser promovidas por meio dos operadores de seleção, de cruzamento e de mutação. Em conjunto com uma seleção que privilegia os indivíduos com melhor aptidão, o cruzamento funciona como um acelerador capaz de promover a disseminação de boas características por toda a população. A mutação é responsável por inserir diversidade na população, através da aleatoriedade. Em função do compartilhamento de informações entre os indivíduos, o procedimento de cruzamento promove altos níveis de preservação e de sobrevivência. Por outro lado, durante a mutação, não há informação compartilhada entre os indivíduos da geração [40]. Diferentemente da mutação padrão, a mutação dirigida utiliza informações da atual população na busca de soluções promissoras no espaço de busca [41].

Em [35] é ressaltado que o tempo é uma característica importante em aplicações *online* na busca por soluções em problemas tratados por AG. Por trabalhar com uma população de soluções, em que cada indivíduo tem uma função de aptidão, que precisa ser avaliada, o projeto de AG deve levar em consideração o impacto de custo computacional do número total de avaliações necessárias para encontrar uma boa solução. Para aplicações *offline*, é possível priorizar a busca por soluções de maior qualidade, exigindo mais avaliações da

função de aptidão.

O fluxograma apresentado na Figura 3.1 ilustra as principais etapas do AG considerando as operações de inicialização, de seleção, de cruzamento, de mutação e de avaliação da aptidão. Essas etapas serão detalhadas ao longo deste capítulo.

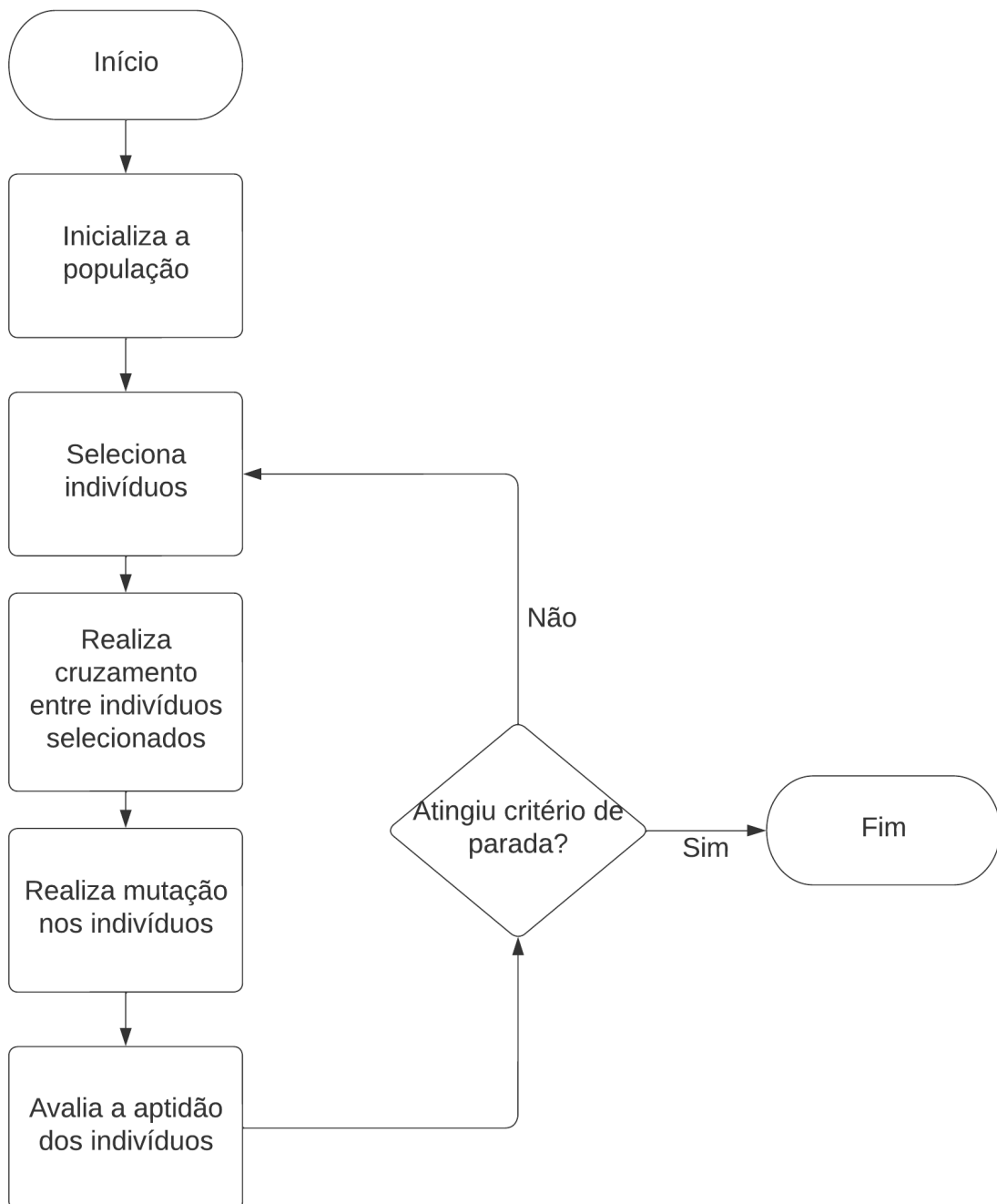


Figura 3.1: Fluxograma básico do AG

3.3 Representação

A representação exerce um importante papel no projeto e na implementação das meta-heurísticas para otimização de um problema formulado. De acordo com [42] e [33], o desempenho das meta-heurísticas pode ser influenciado pela representação das soluções do problema e a própria representação dos genótipos está diretamente ligada com a eficiência da meta-heurística. Segundo [43], o sucesso ou a falha das meta-heurísticas está relacionado com a representação dos indivíduos, pois essa tem forte influência na trajetória de otimização.

De acordo com [31], uma boa representação deve ter três características: completude, conexidade e eficiência. A codificação possui completude, quando é capaz de representar todas as possíveis soluções existentes do espaço de busca. A conexidade é uma característica presente na codificação quando a representação escolhida consegue garantir a existência de um caminho entre duas soluções quaisquer, permitindo alcançar soluções que representem um ótimo global. A codificação é dita eficiente quando há baixa complexidade computacional nas alterações, que são realizadas pelos operadores genéticos (seleção, cruzamento e mutação) durante o processo evolutivo. A minuciosa escolha da codificação com objetivo de não existir perda de informação durante o processo de transição entre os espaços de busca é mencionado em [44].

A informação fenotípica retrata a aparência externa ou característica observável de cada indivíduo, enquanto a informação genotípica é capaz de descrevê-los em âmbitos genéticos. A codificação permite representar o fenótipo em genótipo, através dos cromossomos, ou seja, os cromossomos são representações genéticas das características externas do indivíduo. Por sua vez, os cromossomos são compostos pelos genes. Os possíveis valores que cada gene pode assumir são conhecidos como os alelos [28]. A Figura 3.2 destaca os alelos, genes e cromossomos na representação inteira, binária e binária Gray.

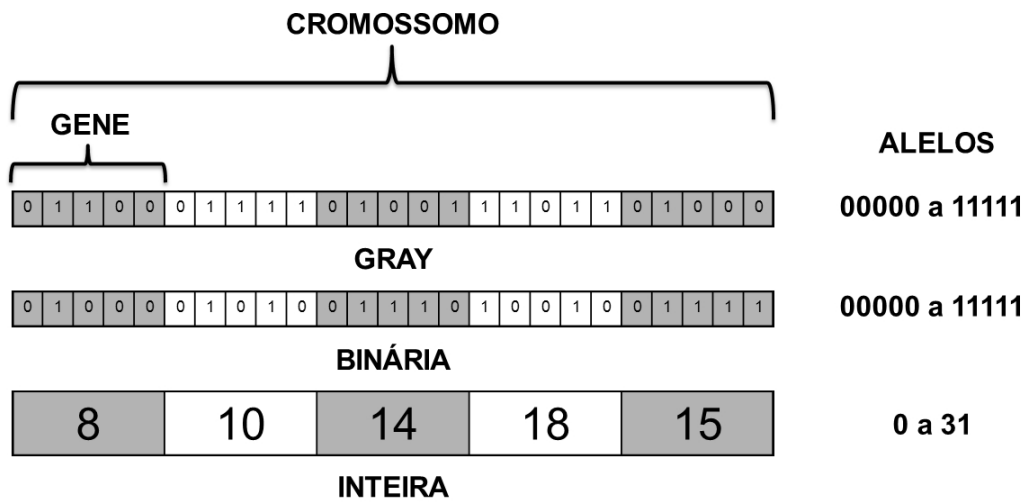


Figura 3.2: Cromossomo, genes e alelos [28]

A Figura 3.3 apresenta um fenótipo inteiro com diferentes codificações: inteira, binária e binária Gray.

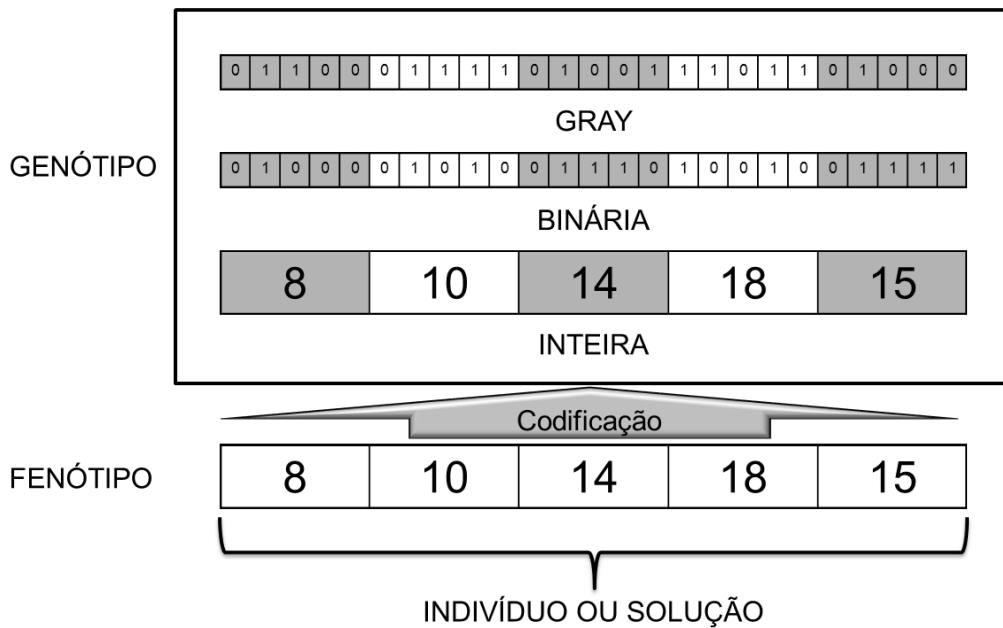


Figura 3.3: Codificação do fenótipo [28]

De acordo com [42] a priori, não é possível identificar a representação que tornará a implementação da meta-heurística mais eficiente. Dessa forma, o conhecimento sobre o problema a ser modelado é de suma importância na escolha da representação.

A delimitação do domínio das soluções através do atendimento ao domínio de cada

variável pode ser realizada por meio da codificação, conforme mencionado em [28]. Limites rígidos são utilizados de tal maneira, que não podem ser ultrapassados pelas variáveis de cada solução. Esta limitação é interessante, principalmente, para restringir o espaço de busca por soluções, podendo serem excluídas soluções inviáveis tendo como base o conhecimento do problema.

3.3.1 Genótipos binários

Na representação ou codificação binária dos fenótipos, os cromossomos são representados por conjuntos de bits. Os autores em [42] ressaltam que o número de bits utilizados na representação binária dos genótipos codificados, a partir de fenótipos inteiros precisa ser adequada à representatividade necessária para representar todos os valores possíveis do fenótipo. A quantidade de valores distintos, que podem ser representados, por uma codificação binária é 2^n em que n representa o número de bits.

Entretanto, a representação binária possui uma limitação, o problema conhecido como *Hamming cliff* [42]. A distância entre duas variáveis, na codificação binária, é medida através da distância de *Hamming* [33]. Na representação de genótipos inteiros, duas variáveis em sequência podem apresentar, em representação binária, uma distância de *Hamming* maior do que 1. A representação binária possui relações de vizinhança diferentes da representação inteira, introduzindo uma diferença na relação entre fenótipos e entre genótipos.

Esse problema é endereçado através da codificação binária Gray. Com a aplicação desta codificação, é possível garantir que valores sucessores, em representação binária, apresentem distâncias de *Hamming* iguais a 1. Dessa forma, é possível manter as relações de vizinhança existente entre fenótipos inteiros nos genótipos em codificação Gray.

3.3.2 Genótipos inteiros

Na representação inteira dos genótipos, os genes dos indivíduos assumem valores inteiros que podem ou não ser limitados pela variação admissível para as variáveis do problema analisado. De acordo com [33], a codificação de genótipos binários deve ser utilizada, quando as variáveis forem binárias e codificação inteira quando as variáveis de decisão forem inteiras. Deve-se atentar para o uso de operadores adequados para esta codificação.

3.4 Seleção

Na etapa de seleção, os indivíduos da população da geração atual são selecionados para participarem da operação de cruzamento. Como consequência, serão gerados novos indivíduos que irão compor a população da próxima geração. A estratégia de seleção é responsável por determinar quais indivíduos serão selecionados e quantos indivíduos participarão do processo de cruzamento.

O princípio dos métodos de seleção é baseado na pressão seletiva. Nesta abordagem, se considera que os indivíduos com maiores capacidades de adaptação possuem maior probabilidade de serem escolhidos para participar do cruzamento [31]. Para garantir a pressão seletiva e regulá-la, impedindo que toda a população seja dominada por clones dos mais aptos, algumas estratégias de seleção buscam preservar a diversidade das soluções selecionadas para cruzamento [28].

O operador de elitismo, utilizado na reposição das soluções, é responsável por preservar as características genéticas dos indivíduos com maiores capacidades de adaptação. A estratégia pode ser aplicada preservando o indivíduo ou conjunto de indivíduos para a população que irá representar a próxima geração [28]. De acordo com [45], pelo menos um dos melhores indivíduos é mantido na população atual na aplicação em AG cujo o tamanho da população é fixo.

3.4.1 Seleção por roleta

Na seleção por roleta, a distribuição de probabilidade é utilizada e a probabilidade de seleção é proporcional a aptidão de cada solução. Caracterizado por ser um método simples e de baixa complexidade de implementação [46], a probabilidade do indivíduo i com aptidão f_i ser selecionado para o processo de cruzamento em uma população de n soluções é dada na Equação 3.1.

$$p_i = \frac{f_i}{\sum_{j=1}^n f_j} \quad (3.1)$$

Em que:

p_i representa a probabilidade de seleção do indivíduo i ;

f_i representa a aptidão ou capacidade de adaptação do indivíduo i ;

São apresentados, na Tabela 3.1 e na Figura 3.4, um exemplo da técnica de seleção

por roleta em uma população com oito indivíduos. Nesse exemplo, os indivíduos 7 e 8 possuem maior probabilidade de serem selecionados.

Tabela 3.1: Exemplo de seleção por roleta

Indivíduo	Aptidão	% do total
1	1,0	5,0
2	1,0	5,0
3	1,0	5,0
4	3,0	15,0
5	3,0	15,0
6	3,0	15,0
7	4,0	20,0
8	4,0	20,0
Total	20,0	100,0

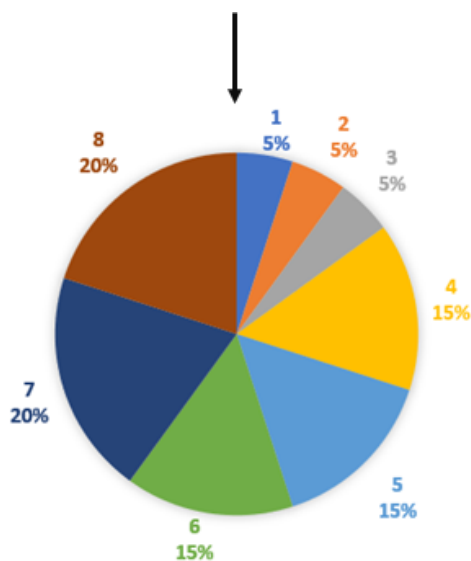


Figura 3.4: Representação do método de seleção por roleta

3.4.2 Seleção por classificação

A seleção por classificação consiste na classificação decrescente dos indivíduos, tendo como base as respectivas aptidões. Na sequência, os pares de indivíduos são selecionados aleatoriamente para participarem do cruzamento. Este processo se repete até a nova população ter sido gerada pelos indivíduos selecionados.

Com relação ao desempenho, em função da execução da seleção, em [47] é relatado que a complexidade algorítmica dessa seleção pode ser expressa como $O(n \log n)$.

3.4.3 Seleção por torneio

A seleção por torneio consiste na formação aleatória de um grupo composto por indivíduos de uma geração, em que o melhor indivíduo é selecionado para ser um dos pares para realizar o cruzamento e gerar novos indivíduos. Os indivíduos selecionados, retirados da geração atual, podem ser substituídos ou não. O processo de seleção por torneio ocorre até que todos os pares, que irão gerar uma nova população, sejam selecionados.

O desempenho do esforço computacional exigido pela seleção por torneio é abordado em [47]. Por se tratar de uma seleção aleatória de grupos de indivíduos, o autor comenta que cada torneio pode ser executado em um tempo constante. A complexidade é dada por $O(n)$, em que n é o número de torneios realizados para popular a nova geração. Segundo [48], a seleção por torneio é mais eficiente que a seleção por classificação e permite a aplicação de paralelismo.

3.5 Cruzamento

Em [48], o autor menciona a dificuldade de definir o melhor método de cruzamento, pois o sucesso dessa etapa depende de diversas características do AG como a codificação ou a forma de calcular a função da aptidão.

O cruzamento consiste na combinação de informações genéticas de um par de soluções, conhecidas como pais, para gerarem novas soluções, ou indivíduos filhos. A combinação de informações genéticas é obtida combinando os respectivos genes dos pais. Neste trabalho, são apresentadas três formas de aplicar essas combinações: cruzamento em um ponto, cruzamento em dois pontos e cruzamento uniforme.

A Figura 3.5 apresenta um exemplo de cruzamento em um ponto. Os filhos gerados possuem os genes dos seus pais. O *filho 1* replica a informação genética do *pai 1* até o ponto escolhido e a partir do gene seguinte, carrega a informação genética do *pai 2*. O *filho 2* possui informações genéticas complementares ao *filho 1*.

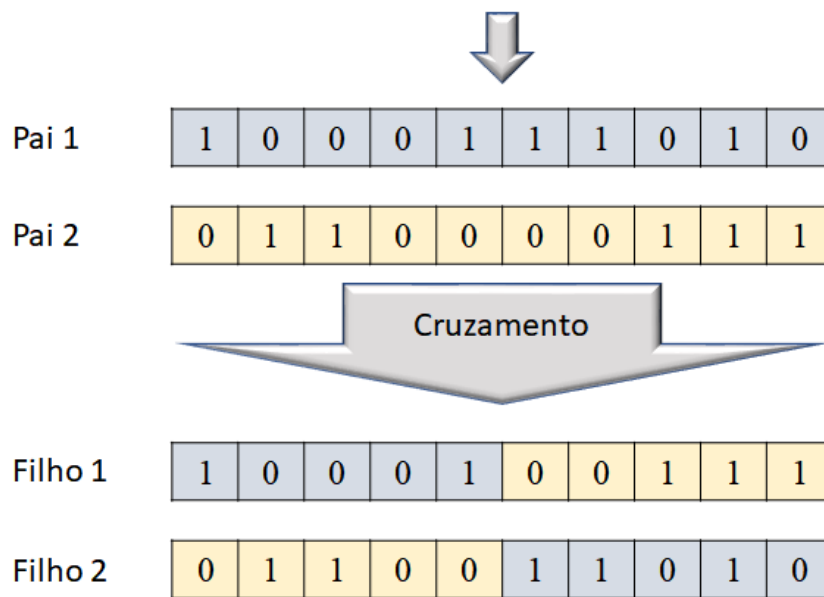


Figura 3.5: Método de cruzamento em um ponto

Na Figura 3.6 é ilustrado o cruzamento em dois pontos. Este método diferencia-se do anterior porque, ao invés de um, são selecionados dois pontos de cruzamento. Os genes entre os pais e filhos são compartilhados de forma análoga ao apresentado no exemplo do cruzamento de um ponto.

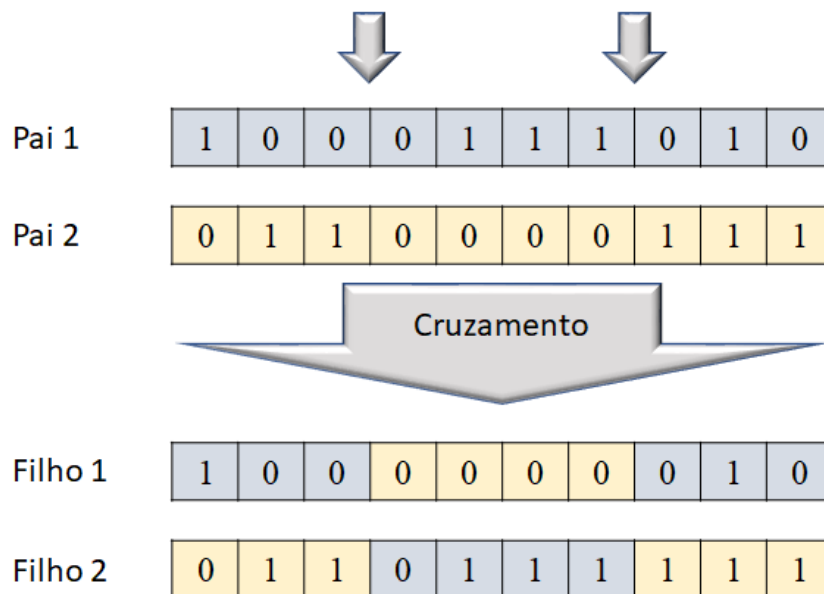


Figura 3.6: Método de cruzamento em dois pontos

A técnica utilizada pode ser fortemente influenciada pelo viés posicional ou de tendência [49]. No cruzamento em um ponto, se sobressai o viés posicional. Como consequência, o processo pode não produzir boas soluções. Por outro lado, não há o viés de tendência,

uma vez que o ponto de cruzamento é escolhido aleatoriamente [46]. Em [50] é mencionado que este método apresenta resultados de desempenho inferiores, quando comparado aos demais. No cruzamento em dois pontos, o viés posicional é reduzido sem introduzir nenhum viés de tendência [49]. Uma alternativa que elimina todo e qualquer dos vieses, seja o posicional ou o de tendência, é o cruzamento uniforme [46].

No cruzamento uniforme, introduzido em [51], a probabilidade é utilizada gene por gene de tal modo que essa é responsável por definir se a informação genética do *filho 1* será do *pai 1* ou do *pai 2*. A Figura 3.7 apresenta um exemplo do cruzamento uniforme. O vetor aleatório auxilia no processo. Quando seu valor é igual a 1, o gene correspondente do *filho 1* será igual ao do *pai 1* e quando for igual a 0, seu valor será igual ao gene do *pai 2*. Já o *filho 2* receberá a informação genética do *pai 1* quando o elemento correspondente do vetor aleatório for igual a 0.

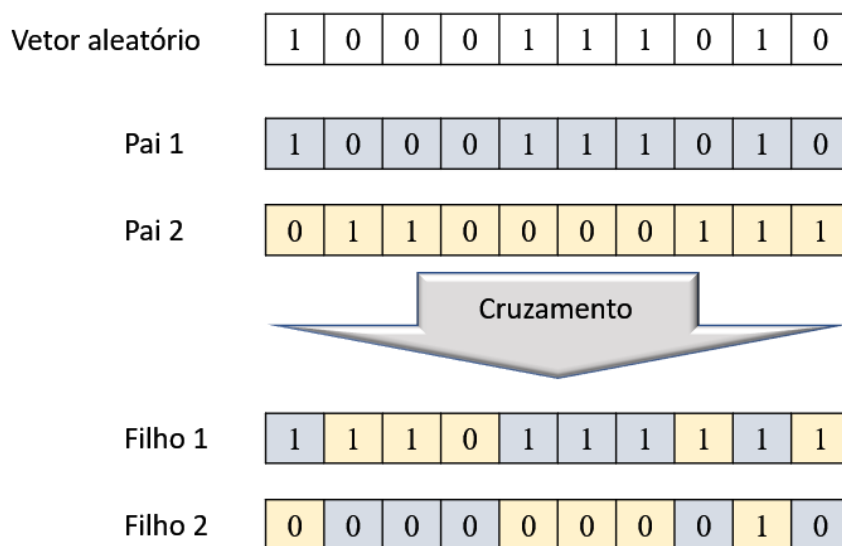


Figura 3.7: Método de cruzamento uniforme

3.6 Mutação

O operador de mutação é aplicado durante o processo evolutivo, após ser gerada uma geração de soluções, a partir do operador de cruzamento. Quando utilizada para proporcionar pequenas mudanças no genótipo, a mutação representa o processo de intensificação do processo evolutivo. Esse operador é capaz de gerar novos indivíduos que, a priori, guiarão o processo em busca por soluções na vizinhança de soluções da população atual.

O parâmetro de probabilidade de mutação é responsável por indicar quais indivíduos serão submetidos ao processo de mutação. São indicados pequenos valores para a pro-

habilidade de mutação, havendo estratégias que indicam a inicialização desse parâmetro com uma relação inversamente proporcional ao número de indivíduos por geração [31].

O autor [52] define três principais requisitos necessários para os operadores de mutação: acessibilidade, imparcialidade e escalabilidade.

3.6.1 Genótipos binários

Em [33] é proposto um operador de mutação em variáveis binárias, no qual se altera um dos bits da variável de acordo com a distância de *Hamming*. Para cada variável com n bits pode existir n possibilidades de variáveis, após a realização da mutação.

3.6.2 Genótipos inteiros

Em [33], são apresentadas três operadores de mutação em genótipos inteiros. Na primeira abordagem, altera-se um dos genes do cromossomo para um valor aleatório. Na segunda, é adicionado ou subtraído o valor 1 de um dos genes. E, no terceiro operador, são trocados dois genes de posição.

3.7 Função Aptidão

A função aptidão é a métrica utilizada para avaliação das soluções geradas, essa representa o objetivo que deve ser perseguido durante o processo evolutivo. De acordo com [31], a função aptidão é uma parte importante no projeto de meta-heurística e, se for mal modelada, pode direcionar o processo de otimização para soluções não aceitáveis.

A aptidão é utilizada para comparar qualidade de diferentes indivíduos ou soluções e é obtida a partir da função objetivo do problema de otimização associado. Em algumas aplicações, a função objetivo é alterada durante o processo evolutivo, entretanto, a aptidão ainda é utilizada para comparar as soluções entre si [33].

De acordo com [30], o AG pode ser aplicado com representação binária dos cromossomos, entretanto, para o cálculo da função aptidão pode ser necessária a decodificação das variáveis em valores contínuos.

3.8 Restrições

No desenvolvimento do projeto do AG, a modelagem do problema pode permitir que o processo de otimização encontre soluções que não são viáveis, sejam por questões técnicas, limitações físicas ou por terem um elevado custo financeiro. Para evitar a possibilidade de convergência do AG por soluções não-viáveis, espera-se que o AG seja capaz de guiar a busca apenas por soluções factíveis. Entretanto, tal ação limita o espaço de busca, restringindo trajetórias que poderiam retirar o AG de ótimos locais. As restrições aplicadas para restringir o valor das soluções podem ser lineares e não-lineares, ou ainda serem definidas por equações ou inequações [31].

De acordo com [52] e [31], algumas maneiras de modelar as restrições nos AG são: estratégia de rejeição⁴, estratégia de penalização, estratégia de reparo, estratégia de decodificação e estratégias de preservação. Serão descritas as estratégias de rejeição e de penalização.

3.8.1 Estratégia de rejeição

De acordo com [31] e [52], assim como as outras estratégias de restrição, a estratégia de rejeição é de fácil implementação, pois consiste na geração apenas de indivíduos que representem uma solução viável e caso o indivíduo gerado não seja viável, o AG descarta a solução e gera uma nova. Entretanto, tal estratégia pode se mostrar ineficiente, caso a solução ótima esteja na vizinhança da fronteira entre as soluções viáveis ou não, pois pode ser necessário gerar diversos indivíduos até que sejam encontrados aqueles que atendam às restrições [52].

3.8.2 Estratégia de penalização

De acordo com [53] e [54], as estratégias de penalizações transformam problemas restritos em problemas irrestritos com soluções inviáveis penalizadas, reduzindo o valor de sua aptidão. Nessa abordagem, a estratégia de penalização consiste na incorporação de um termo que representa as restrições na função de aptidão. Dessa forma, diferente da estratégia de rejeição, os indivíduos com soluções inviáveis, ao invés de serem descartados, são agregados na população em formação.

Em problemas de maximização, o termo que representa as restrições assume valores

⁴Também conhecida como estratégia de penalidade de morte

negativos, de modo a reduzir o valor de aptidão da solução. De forma análoga, em problemas de minimização, este termo assume valores positivos.

Mais detalhes acerca dos métodos de estratégia de penalização podem ser consultados em [55].

3.9 Critério de Parada

Por serem métodos de busca estocásticos, os AG necessitam de um critério de parada, caso contrário, podem perdurar na busca por soluções [46]. Quando o critério de parada é atendido, a melhor solução da última geração avaliada é considerada como a solução ótima do problema.

Técnicas de critérios de parada estão relacionadas com número de gerações, número de avaliações de aptidões ou vinculadas à rastreabilidade da diversidade da população. Entre os citados, o número de gerações é considerado o mais utilizado em aplicações práticas dos AE [56][50]. Segundo [46], o significado de diversidade de uma população de indivíduos nem sempre é trivial, podendo estar relacionado tanto ao genótipo, fenótipo ou até com a aptidão. Ainda em [46], é indicado que a maneira mais simples de medi-la é a partir de estatísticas do genótipo. Os trabalhos [57], [58] e [59] apresentam técnicas evolutivas baseadas na diversidade da população. Em [56] são apresentados critérios de parada baseados em métodos aglomerativos que têm como premissa da convergência do AE para uma solução ótima a similaridade entre todos os indivíduos da população.

Capítulo 4

Metodologia proposta

Nesta Dissertação, os AG são aplicados para se obter o agendamento de intervenções em redes elétricas, em função de seu bom desempenho na solução de problemas não lineares de natureza combinatória, conforme visto no Capítulo 3. O problema do agendamento de intervenções é formulado como um problema de otimização mono-objetivo sujeito a restrições, cujas variáveis de decisão são os horários iniciais de cada desligamento.

As soluções de agendamento propostas representam os indivíduos que, a cada geração, passam por operações genéticas e determinarão os indivíduos da população da próxima geração. Neste processo se torna fundamental avaliar a capacidade de adaptação de cada indivíduo, o que é feito por meio da avaliação da função de aptidão. Na sequência, os indivíduos passarão pelos processos de seleção, cruzamento, mutação e elitismo, cujo principal objetivo é permitir um bom balanceamento entre diversificação e intensificação na busca por melhores soluções. Esse processo se repete até que o critério de parada seja atingido e será descrito nas próximas seções. Algumas técnicas introduzidas em [8] também foram empregadas no AG utilizado neste trabalho, sendo elas:

- No elitismo, o melhor indivíduo da última geração é inserido na nova população que foi gerada a partir das operações genéticas.
- É possível incluir algumas programações sugeridas pelo usuário (como, por exemplo, a programação indicada pelos agentes) na escolha dos indivíduos da população inicial. O objetivo é garantir a convergência para uma solução melhor que a determinada pelo analista, além de oferecer flexibilidade ao analista de introduzir seu conhecimento tácito no processo evolutivo.

A metodologia proposta possui a finalidade de obter uma programação ótima e viável

de desligamentos, considerando uma métrica de segurança operativa e o atendimento às restrições do problema formulado. Essa programação ótima é obtida a partir de horários, inicialmente, indicados pelos agentes proprietários para realização de manutenções.

No presente trabalho, duas funções objetivo são investigadas para avaliação das soluções, estando associadas com dois objetivos distintos, embora ambas possuam a mesma finalidade: preservar a segurança operativa do sistema pela maximização da margem de potência (média ou mínima) nos ramos da rede. O objetivo ao investigar o emprego das duas funções é explorar a flexibilidade da abordagem proposta no que diz respeito à escolha do objetivo a ser atingido.

São utilizadas estratégias de penalização para o tratamento de indivíduos que não atendam às restrições do problema. Dessa forma, soluções não viáveis têm seus valores de aptidão reduzidos, reduzindo assim a sua capacidade de adaptação. Para otimização das margens médias de potência são utilizadas penalizações estáticas, que apresentam valores constantes para todos os indivíduos, que não atendam às restrições do problema. Já para a otimização da margem mínima de potência, optou-se por penalizações adaptativas, cujos valores são definidos a partir das violações de cada indivíduo.

Delimita-se, por meio de uma janela temporal, o período em que todas as intervenções devem ocorrer. Tal ação é interessante para limitar o espaço de busca e também o afastamento em relação às solicitações iniciais, sempre respeitando todas as restrições que são aplicadas [8]. Não são, em princípio, consideradas priorizações entre as intervenções, isto é, todos os desligamentos possuem o mesmo grau de importância. Se houver duas ou mais manutenções agendadas para iniciarem no mesmo horário, a programação ótima indicará o melhor horário para cada desligamento de acordo com o objetivo escolhido e considerando a programação de todos os desligamentos em conjunto. Embora não tenha sido considerada, explicitamente, na metodologia proposta, a prioridade de uma intervenção pode ser facilmente considerada, como será visto nos resultados apresentados no Capítulo 5.

4.1 Codificação do agendamento

A codificação binária das variáveis de decisão na busca por soluções no problema de agendamento de intervenções em redes elétricas foi adotada em [3], pois sua aplicação simplificava os procedimentos de seleção e de reprodução dos indivíduos. As potencialidades das representações inteira, binária Gray e a própria binária também foram analisadas

em [8].

Semelhante ao adotado em [28], nesta Dissertação se adotou a representação inteira dos genótipos, em que cada cromossomo é formado por um conjunto de n genes, cada um desses correspondendo a um desligamento a ser programado. Para cada gene, a variável correspondente representa o horário inicial de uma determinada intervenção a ser realizada. As variáveis (x_1, \dots, x_n) podem assumir quaisquer valores inteiros dentro da janela temporal, em que as manutenções devem ocorrer, isto é, valores entre em entre 0 (00:00h) e $t_{max}-1$. O termo t_{max} representa o limite superior da janela temporal. A codificação inteira foi escolhida pela facilidade de implementação e pela característica numérica das variáveis do problema. A representação dos minutos e segundos foi desconsiderada na codificação implementada. Ressalta-se que a duração de cada manutenção é conhecida, permanecendo como variáveis apenas os horários iniciais de cada desligamento. A Figura 4.1 ilustra a representação inteira das variáveis adotadas neste trabalho, para um total de 10 desligamentos a serem programados.

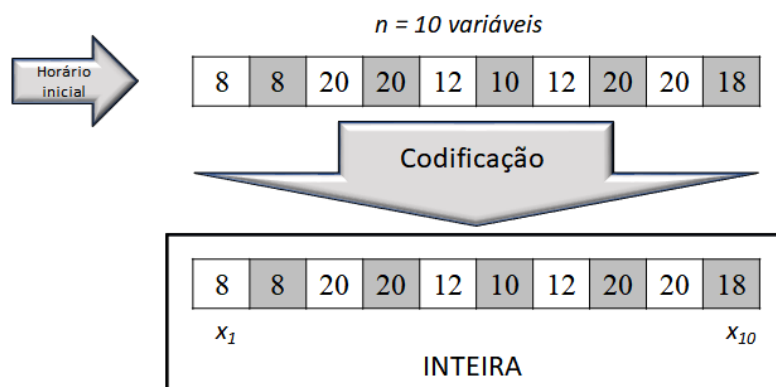


Figura 4.1: Codificação inteira das variáveis

Os indivíduos são submetidos aos operadores de cruzamento e mutação, os quais alteram suas características genéticas durante o processo evolutivo. Durante as operações genéticas é tomado o cuidado para que as variáveis não ultrapassem os limites estabelecidos, ou seja, 0 (00:00h) e $t_{max}-1$. Além disso, ao assumirem valores não inteiros, as variáveis são ajustadas para o valor inteiro mais próximo. As variáveis que representam os desligamentos de urgência são redefinidas para os valores estabelecidos no início da execução da otimização todas as vezes em que são realizadas operações genéticas.

Um indivíduo que representa a programação indicada pelos proprietários dos equipamentos é incluído na população da primeira geração com o objetivo de introduzir no algoritmo uma possível solução que atenda a solicitação dos agentes. Os demais indiví-

duos da população são inicializados aleatoriamente, respeitando os limites definidos pela codificação inteira. O indivíduo com a melhor capacidade de adaptação, denominado como indivíduo elite é armazenado e será incluído nas próximas gerações. A cada nova geração, o indivíduo elite é preservado e os demais indivíduos são definidos pelas operações genéticas de cruzamento e mutação.

4.2 Condições de carregamento

A partir de uma dada programação de desligamentos é possível determinar, para cada cenário, as condições de carregamento às quais o sistema será submetido, além de ser possível também determinar as condições de carregamento para cada horário da janela de tempo em que ocorrem as manutenções. É importante notar que um cenário estará definido por uma condição única de geração, de carga e de topologia. Logo, a condição de carregamento exerce influência na aptidão de cada indivíduo.

Os horários iniciais e finais para cada patamar de carga utilizados neste trabalho foram arbitrariamente escolhidos e são apresentados na Tabela 4.1 e na Figura 4.2, considerando uma janela de tempo de 24 horas.

Tabela 4.1: Horários iniciais e finais dos patamares de carga

Carregamento	Horário Inicial	Horário Final
Leve	00:00	08:00
Média	08:00	18:00
Pesada	18:00	00:00

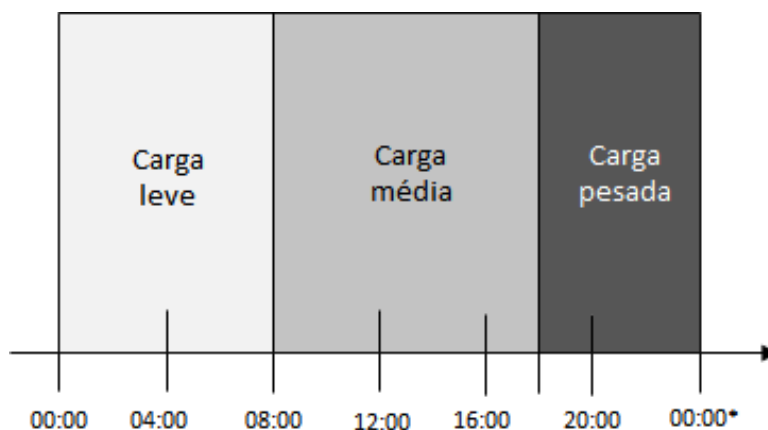


Figura 4.2: Patamares de carga

* do dia seguinte

4.3 Espaço de busca

A determinação do espaço de busca das soluções caracteriza uma região que contém todas as programações de desligamento que podem ser propostas.

O número total de possíveis programações de agendamentos que podem ser obtidos considerando-se um conjunto de N_D desligamentos, que devem ser iniciados em uma janela temporal de m horas e pode ser dado pela Equação 4.1, aplicando o Princípio Fundamental da Enumeração ou Princípio da Multiplicação [60].

$$S = m^{N_D} \quad (4.1)$$

Em que:

S define todas as possíveis programações de agendamentos;

m é a janela temporal em que ocorrem os desligamentos;

N_D é o número de desligamentos.

Conforme já mencionado, na aplicação do AG, os horários iniciais dos desligamentos são alterados ao longo do processo evolutivo. Diversos cenários associados a cada programação de agendamento devem ser avaliados e considerados na obtenção da aptidão da programação sendo proposta.

A natureza combinatória do problema de agendamento de intervenções tem origem no conjunto de parâmetros que podem influenciar no número de cenários associados cada programação de desligamentos. Cada cenário (ou ponto de operação) depende da geração, do patamar de carga e dos equipamentos que estão desligados. As transições entre cenários ocorrem sempre que há alteração no patamar de carga ou na topologia da rede. Além disso, para cada cenário definido com base no carregamento do sistema e nos desligamentos programados, deve-se realizar a análise de N_{ctg} contingências predefinidas, o que faz cada um daqueles cenários se desmembre em N_{ctg} cenários adicionais.

Para ilustrar os cenários que podem ser obtidos, a partir de uma programação de desligamentos, será apresentado um exemplo com cinco solicitações de intervenção. Os horários iniciais de cada desligamento e suas respectivas durações estão apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Exemplo de programação de desligamentos

Intervenção	Horário Inicial	Duração (horas)
A	08:00	6
B	10:00	5
C	14:00	6
D	20:00	6
E	15:00	4

A programação dos cinco desligamentos neste exemplo gera oito cenários distintos. A Figura 4.3 apresenta todos os cenários obtidos, com esquema de cores representando os patamares de carga. As transições entre os cenários 1 - 2, 2 - 3, 3 - 4, 5 - 6, 6 - 7 têm origem na alteração da topologia da rede. Já as transições entre os cenários 4 - 5 e cenários 7 - 8 são motivadas pela alteração do patamar de carga (patamar médio para pesado e patamar pesado para leve). Não foram inseridos neste exemplo os cenários em que são consideradas as contingências. Nota-se que, em alguns momentos, os desligamentos podem ser concomitantes, como ocorre nos cenários 2, 3, 4 e 5.

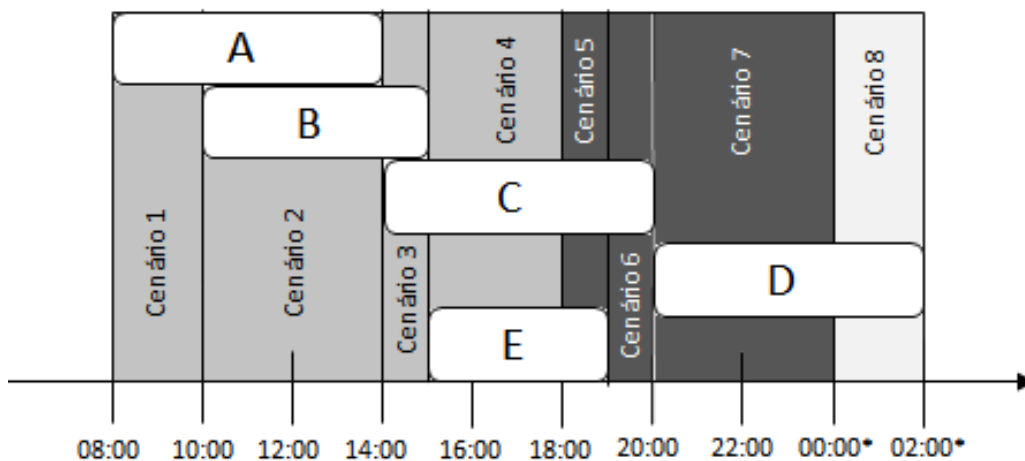


Figura 4.3: Exemplos de cenários obtidos a partir de um conjunto de desligamentos

* do dia seguinte

O número de cenários de uma programação de intervenções com N_D desligamentos e N_{PC} patamares de carga quando são consideradas N_{CTG} contingências é dado pela Equação 4.2. Vale mencionar que cenários nos quais não ocorrem desligamentos não são contabilizados, o que é levado em consideração na Equação 4.2 pela inclusão da parcela “-1” no seu último termo.

$$nc = N_{PC} * (N_{CTG} + 1) * (2^{N_D} - 1) \quad (4.2)$$

Em que:

nc é o número total de cenários;

N_{PC} é o número de patamares de carga;

N_{CTG} é o número de contingências consideradas;

N_D é o número de desligamentos.

Como se pode observar, o número de cenários possui relação diretamente proporcional aos patamares de carga e às contingências predefinidas, além de ter relação de natureza exponencial com a quantidade de desligamentos que compõem a programação de intervenções.

Ressalta-se que a utilização de cenários, ao invés das programações de desligamentos para representar o espaço de busca reduz, consideravelmente, o número de possíveis soluções. A simplificação na utilização de cenários tem como origem a inexistência da relação exponencial entre a janela temporal e o número de desligamentos existente quando são analisadas todas as possíveis programações de desligamento, conforme apresentado na Equação 4.1. Para ilustrar a simplificação mencionada, são apresentados exemplos na Tabela 4.3, com a dimensionalidade do espaço de busca (S) e número de cenários (nc) obtidos a partir de diferentes quantidades de desligamentos (N_D) e janelas temporais (m) para realização das manutenções. Apesar da expressiva redução do espaço de busca através da avaliação por cenários, o problema ainda possui elevada complexidade, o que justifica a aplicação de meta-heurísticas.

Tabela 4.3: Exemplo da dimensionalidade S e número de cenários

N_D	N_{PC}	Horas (m)	Dimensionalidade (S)	nc
5	3	32	3,355E+07	93
5	3	72	1,935E+09	93
10	3	32	1,126E+15	3069
10	3	72	3,744E+18	3069
15	3	32	3,778E+22	98301
15	3	72	7,244E+27	98301

A decomposição de cada programação de desligamentos em cenários é indispensável para que seja realizada a avaliação da solução (seja pela função aptidão FA_1 ou FA_2 , as quais serão apresentadas nas Seções 4.4.1 e 4.4.2). Entretanto, para que sejam realizadas as evoluções do AG, conforme sua implementação, os operadores genéticos precisam alterar as variáveis da programação de desligamentos de acordo com a codificação das soluções. Uma ilustração deste processo desde a população inicial da programação de desligamento, passando pelo desmembramento em cenários para avaliação da solução, execução das operações genéticas e obtenção da nova população, é apresentado na Figura 4.4.

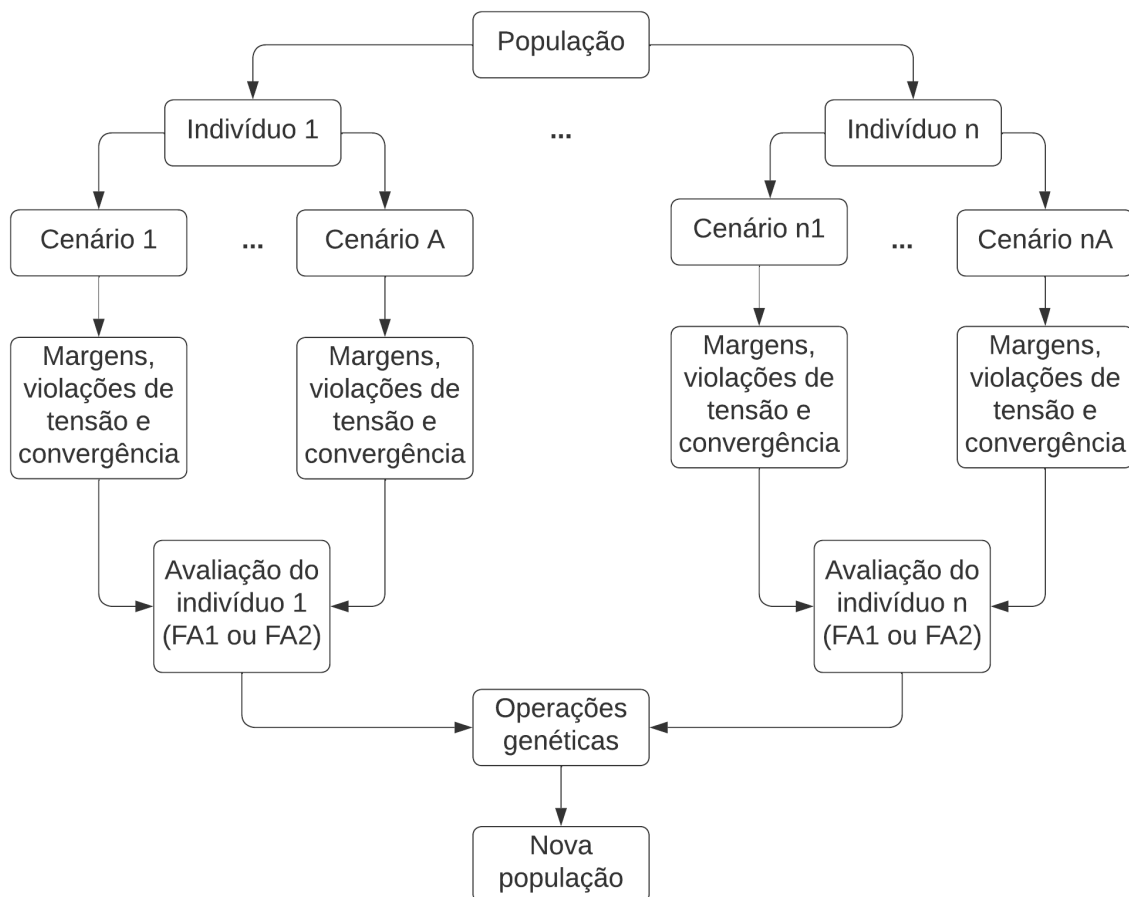


Figura 4.4: Codificação das soluções

4.3.1 Base de dados de cenários

Com a finalidade de tornar eficiente o procedimento de armazenamento e busca de informações relacionadas a cada cenário foi utilizada uma tabela de dispersão (*hash table*), amplamente utilizada na solução de problemas de buscas e inserção de dados [61]. A

tabela de dispersão (*hash table*) também foi aplicada ao problema de agendamento de manutenções em [28], sendo empregada uma função trivial (ou endereçamento direto) de tal modo que cada arranjo correspondesse a um valor do universo de valores possíveis.

Nesta Dissertação, o endereçamento direto de cada cenário na tabela de dispersão (*hash table*) é dado pela Equação 4.3. Os índices i , j e k dos vetores de patamares de carga (dem), de arranjos de desligamentos ($outst$) e de contingências (ctg) são utilizados na determinação do endereçamento único h para cada cenário. Este, por sua vez, pode assumir valores entre 0 e $nc - 1$.

$$h(i, j, k) = (i - 1) * N_{outst} * N_{ctg} + (j - 1) * N_{ctg} + (k - 1) \quad (4.3)$$

Em que:

h é o endereçamento do cenário;

i é o índice do i -ésimo elemento do vetor de patamares de carga dem , podendo assumir valores inteiros entre 1 e 3;

j é o índice do j -ésimo elemento do vetor de arranjo de desligamentos $outst$, podendo assumir valores inteiros entre 1 e N_{outst} ;

k é o índice que indica se o cenários está sob contingência, podendo assumir valores inteiros entre 1 (cenários em condição normal de operação) e $N_{ctg} + 1$;

N_{outst} é o número de elementos do vetor $outst$;

N_{ctg} é o número de elementos do vetor ctg .

Um exemplo com dois desligamentos e uma contingência em um sistema hipotético será apresentado para ilustrar a aplicação do endereçamento direto. Supõe-se que os ramos 3 e 5 serão desligados para intervenções e os ramos 7 e 9 irão configurar as contingências analisadas. Os patamares de carga leve, média e pesada são representados respectivamente pelos valores 1, 2 e 3 no vetor dem na Equação 4.4. O vetor com todos os arranjos possíveis de desligamentos é apresentado na Equação 4.5. E, por fim, as contingências consideradas são definidas pelo vetor ctg , conforme apresentado na Equação 4.6.

$$dem = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$outst = \begin{bmatrix} 3 & 0 \\ 0 & 5 \\ 3 & 5 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$ctg = \begin{bmatrix} 7 & 9 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Em um cenário caracterizado pelo patamar de carga leve ($i = 1$), em que apenas o ramo 3 esteja desligado ($j = 1$) e que seja considerada uma contingência no ramo 7 ($k = 2$), o valor calculado h referente ao endereçamento direto é igual a 1. Em outro cenário, no qual o patamar de carga seja médio ($i = 2$), os ramos 3 e 5 estejam desligados ($j = 3$) e seja considerada a contingência do ramo 9 ($k = 3$). Neste caso, o endereçamento direto h assume valor igual a 12.

Após serem definidos todos os cenários, devem ser realizadas análises estáticas para cada um destes cenários. A análise estática é realizada com a finalidade de se obter o estado operativo do sistema. Este objetivo é atingido por meio do algoritmo de fluxo de potência, sendo necessários os seguintes dados:

- Limites operacionais (máximo e mínimo) de potência reativa dos geradores.
- Parâmetros que representem o modelo de todos os equipamentos (linhas ou transformadores), sendo uma referenciada às barras ou nós e outras conexões.
- Para cada patamar de carga, a geração e o consumo de potência ativa e reativa em cada barra do sistema.

As verificações das violações operativas e o atendimento à demanda são partes integrantes da análise estática. As informações indispensáveis para a verificação das violações são:

- $\overline{S_{i,j}^{norm}}$, limite nominal de fluxo de potência aparente do ramo entre as barras i e j .
- $\overline{S_{i,j}^{emerg}}$, limite de emergência de fluxo de potência aparente do ramo entre as barras i e j .
- V_i^{min} , limite inferior de tensão para cada uma das nb barras;
- V_i^{max} , limite superior de tensão para cada uma das nb barras.

A partir dos dados e parâmetros mencionados, o estado operativo da rede é obtido pela execução do algoritmo de fluxo de potência. Os resultados calculados e que caracterizam cada cenário são:

- V_i , tensão na barra i para cada uma das nb barras;
- $\Delta S_{i,j}$, margem de potência aparente de i até j
- kt , variável binária que indica o atendimento à demanda

A avaliação de um certo cenário pode ser requerida diversas vezes durante o processo evolutivo, para diferentes indivíduos de uma geração do AG. Isto faz com que um mesmo cenário seja analisado diversas vezes e, conseqüentemente, que o número total de cenários analisados seja muito superior ao número total de cenários existentes dentro da janela temporal, em que os desligamentos devem ocorrer. Dessa maneira, optou-se pela construção de uma base de dados prévia, sobre a qual são realizadas consultas das informações necessárias para o cálculo da aptidão das soluções propostas.

Cada linha da base de dados representa um dos cenários, podendo ser acessada por meio do índice de endereçamento h , e as colunas representam o estado operativo do sistema (V_i , $\Delta S_{i,j}$ e kt). É válido novamente ressaltar que diferentes programações de desligamento podem gerar cenários idênticos, ou seja, representam a mesma topologia e mesmo patamar de carga. Nesses casos, apenas um cenário é registrado na base de dados para não gerar duplicidade de informações.

4.4 Formulação do Problema

O processo de busca por soluções é guiado pela função aptidão e, nesta Dissertação, o procedimento de otimização é orientado para a maximização da função objetivo, conforme consta na Equação 4.7. As soluções avaliadas estão sujeitas às restrições de atendimento à demanda, limites de fluxo nos equipamentos e limites de tensão nas barras do sistema. Cenários em que a demanda não pode ser atendida podem representar violação desta restrição ou ainda representar cenários de difícil solução em que o método utilizado não convergiu. As restrições são apresentadas nas Equações 4.8, 4.9 e 4.10.

$$Max F_{obj} \tag{4.7}$$

Em que:

F_{obj} é a função objetivo sendo considerada.

Sujeito à:

$$g^{(i)}(\Theta, V) = 0 \quad i = 1 \dots nc \quad (4.8)$$

$$V_m^{min} < V_m^{(i)} < V_m^{max} \quad m = 1 \dots nb \quad (4.9)$$

$$S_k^{(i)} < \bar{S}_k \quad k = 1 \dots nr \quad (4.10)$$

Em que:

nc é o número de cenários;

nb é o número de barras;

nr é o número de ramos;

$g^{(i)}(\Theta, V)$ representa o balanço de potência cenário i , sendo (Θ, V) o vetor de variáveis de estado;

$V_m^{(i)}$ é a tensão da barra m no cenário i ;

V_m^{min} é o limite mínimo de tensão na barra m ;

V_m^{max} é o limite máximo de tensão na barra m ;

\bar{S}_k é o limite máximo de potência aparente no ramo k ;

$S_k^{(i)}$ é o fluxo de potência no ramo k e cenário i .

No presente trabalho, duas funções objetivo são investigadas, ambas baseadas na margem de potência aparente verificada para cada ramo do sistema diante dos diferentes cenários analisados. A Equação 4.11 apresenta a forma de obtenção da margem de potência aparente.

$$\Delta S = \left(\frac{S_{lim} - S}{S_{lim}} \right) \quad (4.11)$$

Em que:

ΔS representa a margem de potência aparente;

S_{lim} representa o limite de fluxo de potência aparente em um ramo;

S representa a potência aparente verificada em um ramo.

As duas funções objetivo são exploradas neste trabalho para preservação da segurança operativa, por meio da maximização da margem média ou da margem mínima de potência nos ramos. Tais funções objetivo são apresentadas nas Seções 4.4.1 e 4.4.2, juntamente com a função aptidão adotada em cada caso.

4.4.1 F_{obj1} : margem média de potência nos ramos

A margem média de fluxo de potência aparente será utilizada como parâmetro para preservar a segurança operativa do sistema elétrico na janela temporal em que os desligamentos acontecem. Assegurar maiores níveis de margens de potência aparente garante maior robustez na operação perante a distúrbios considerados na etapa de planejamento, além de melhorar a capacidade do sistema reagir a eventos não considerados na etapa de estudos. Dessa forma, a utilização deste indicador para obter programações de intervenções pode ser interessante.

A margem média de fluxo de potência aparente, representada pela Equação 4.12, é obtida através do somatório da margem verificada em cada ramo para cada cenário, dividido pelo número total de ramos e cenários analisados.

$$F_{obj1} = \frac{1}{(nc \times nr)} \times \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right) \quad (4.12)$$

Em que:

\bar{S}_k representa o limite de potência aparente no ramo k ;

$S_k^{(i)}$ representa o fluxo de potência aparente verificado no ramo k no cenário i ;

As restrições do problema são consideradas para compor a função aptidão aplicando-se penalizações às violações que forem observadas. Por se tratar de um processo de maximização, as penalidades são aplicadas de tal forma que reduzam os valores das aptidões das soluções que apresentem violação das restrições. Quando incorporadas as restrições na função aptidão, as soluções são avaliadas a partir da Equação 4.13. O termo w_s está relacionado ao não atendimento aos limites de fluxo de potência nos ramos. O termo w_L representa o não atendimento à demanda. E por fim, o termo w_V é utilizado sempre que

houver violações aos limites de tensões nas barras. Quando não ocorrem violações, o peso w_S assume valor igual a um e os pesos w_L e w_V assumem valores iguais a zero. Os valores adotados para os pesos w_S , w_L e w_V quando ocorrem violações serão apresentados no próximo capítulo.

$$FA_1 = \frac{w_S}{(nc \times nr)} \times \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right) - \left(\sum_{i=1}^{nc} bin^{(i)} \times w_L \right) - \left(\sum_{i=1}^{nc} \sum_{m=1}^{nb} |ViolV_m^{(i)}| \times w_V \right) \quad (4.13)$$

Em que:

w_S representa a penalização de violação ao limite de fluxo de potência aparente nos ramos;

$bin^{(i)}$ representa a penalização referente ao não atendimento a demanda para o cenário i ;

$ViolV_m^{(i)}$ representa a magnitude da violação de tensão na barra m no cenário i ;

w_V representa a penalização referente à violação ao limite de tensão nas barras.

Todas as avaliações são realizadas pela FA_1 , de forma integrada, para todos os cenários gerados para cada solução, incluindo os cenários gerados a partir da lista de contingências predefinidas, ou seja, a avaliação da aptidão de cada indivíduo possui parcelas referentes às análises de contingência.

4.4.2 F_{obj2} : margem mínima de potência nos ramos

A margem de fluxo de potência aparente mínima, pode ser um interessante indicador para garantir uma operação segura do sistema. Elevando-se a menor margem, sendo essa verificada em todos os equipamentos, é possível assegurar que diante de todas as condições consideradas na etapa de planejamento da operação, não serão verificados valores de margens inferiores.

A margem mínima é definida como sendo o menor valor de margem de potência verificada em um ramo da rede, após obtidas as margens de potência de todos os ramos em todos os cenários de operação analisados. Neste caso, a margem mínima é descrita pelas Equações 4.14 e 4.15.

$$F_{obj2} = \Delta S_{min} \quad (4.14)$$

Em que:

$$\Delta S_{min} = \min \left\{ m_S \mid m_S = \frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right\}, \quad (4.15)$$

$$\forall i = 1 \dots nc, \forall k = 1 \dots nr$$

Do mesmo modo, quando se consideram as restrições do problema, cada solução enquadrada nessa situação deve ser penalizada. A Equação 4.16 representa a consideração das penalizações na maximização da margem mínima. O não atendimento às restrições é avaliado de forma integrada e, caso existam, são penalizadas através do peso w_{min} . A Equação 4.17 apresenta a forma de obtenção do peso w_{min} , o qual considera o número total de violações de fluxo de potência aparente nos ramos e o número total de violações de tensão nas barras em todos os cenários de uma única solução.

$$FA_2 = w_{min} \times \Delta S_{min} \quad (4.16)$$

$$w_{min} = \begin{cases} 1 - \frac{n_{flx}^{(i,k)} + n_{violv}^{(i,m)}}{nc \times (nb + nr)}, & \text{se } \Delta S_{min} \geq 0 \\ 1 + \frac{n_{flx}^{(i,k)} + n_{violv}^{(i,m)}}{nc \times (nb + nr)}, & \text{se } \Delta S_{min} < 0 \end{cases} \quad (4.17)$$

Em que:

n_{flx} representa o número total de violações de fluxo de potência aparente;

n_{violv} representa o número total de violações de tensões nas barras.

As aptidões das soluções, calculadas a partir de FA_2 , consideram tanto os cenários em condições normais de operação quanto em contingência.

4.5 Operações genéticas

Em função de características como menor pressão seletiva do indivíduo com a melhor aptidão e a não necessidade de ordenar os indivíduos pela sua capacidade de adaptação [62], o método de seleção por torneio foi aplicado nesta Dissertação, no qual três indivíduos são escolhidos aleatoriamente e o vencedor do torneio é aquele que apresenta a melhor

aptidão.

Após a avaliação de todos os indivíduos da geração atual, seja pela FA_1 ou pela FA_2 , possível determinar o indivíduo com maior capacidade de adaptação, ou seja, com melhor aptidão. Este indivíduo (ou em alguns casos um grupo de indivíduos) é conhecido como elite ou indivíduo elite. Torna-se interessante garantir que as características genéticas desse indivíduo sejam preservadas nas próximas gerações. Dessa forma, o conceito de elitismo é aplicado armazenando-se o indivíduo elite, ou seja, copiando o mesmo para a próxima geração, garantindo com isso que suas características estejam presentes ao longo do processo evolutivo.

Um par de indivíduos da geração atual é selecionado pelo método de torneio para gerar dois indivíduos da próxima geração. Esta etapa se repete até a próxima geração ser totalmente preenchida. A probabilidade de cruzamento, um dos parâmetros do AG, é responsável por decidir se ocorrerá ou não o cruzamento.

A Figura 4.5 ilustra o método de cruzamento em dois pontos utilizado neste trabalho. O primeiro indivíduo gerado pelo cruzamento, *Filho 1*, carrega as características genéticas do *Pai 2* nas variáveis posicionadas entre os dois pontos de cruzamento sorteados. Nas variáveis complementares, as características genéticas do *Pai 2* são reproduzidas. O segundo indivíduo, o *Filho 2*, é gerado de modo semelhante.

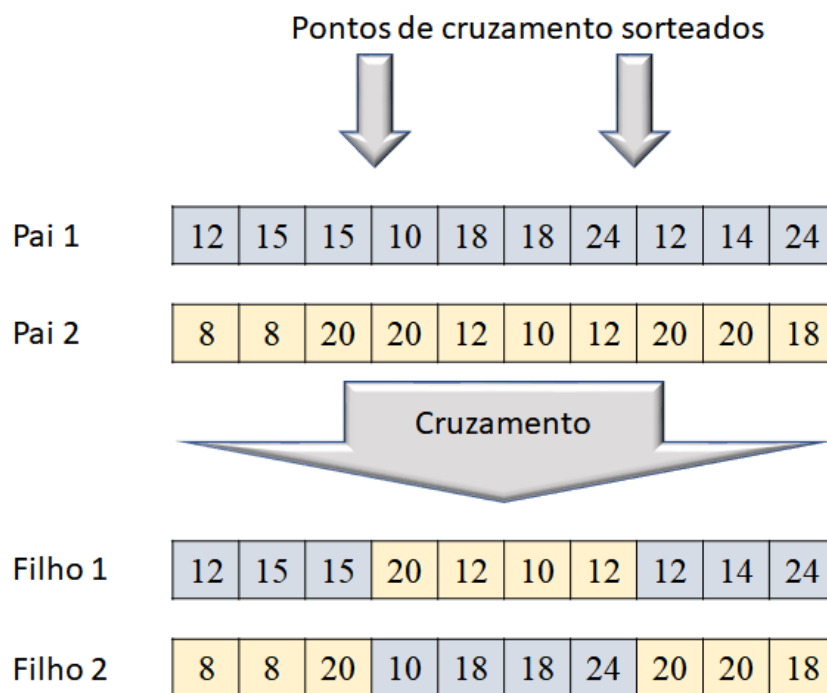


Figura 4.5: Método de cruzamento inteiro em dois pontos

Caso o parâmetro de probabilidade de cruzamento indique que não haverá cruzamento, cada indivíduo gerado carrega características genéticas idênticas e exclusivas de um dos pais, conforme pode ser visto na Figura 4.6.

Pai 1	12	15	15	10	18	18	24	12	14	24
Pai 2	8	8	20	20	12	10	12	20	20	18
Filho 1	12	15	15	10	18	18	24	12	14	24
Filho 2	8	8	20	20	12	10	12	20	20	18

Figura 4.6: Características genéticas dos indivíduos gerados quando não ocorre cruzamento

Com uma geração totalmente preenchida, o parâmetro de probabilidade de mutação determinará quais indivíduos serão alterados pelo operador de mutação. Caso a mutação não ocorra, o indivíduo permanece inalterado na geração atual.

A Figura 4.7 ilustra o processo de mutação utilizado nesta Dissertação. Os indivíduos selecionados pela probabilidade de mutação têm todas suas variáveis alteradas. As distâncias entre os limites da janela de tempo em que as manutenções devem ocorrer e as variáveis são armazenadas em vetores auxiliares. Os vetores Δ_{upper} e Δ_{lower} são utilizados na manipulação dos indivíduos, que terão suas variáveis alteradas, conforme apresentado nas Equações 4.18 e 4.19

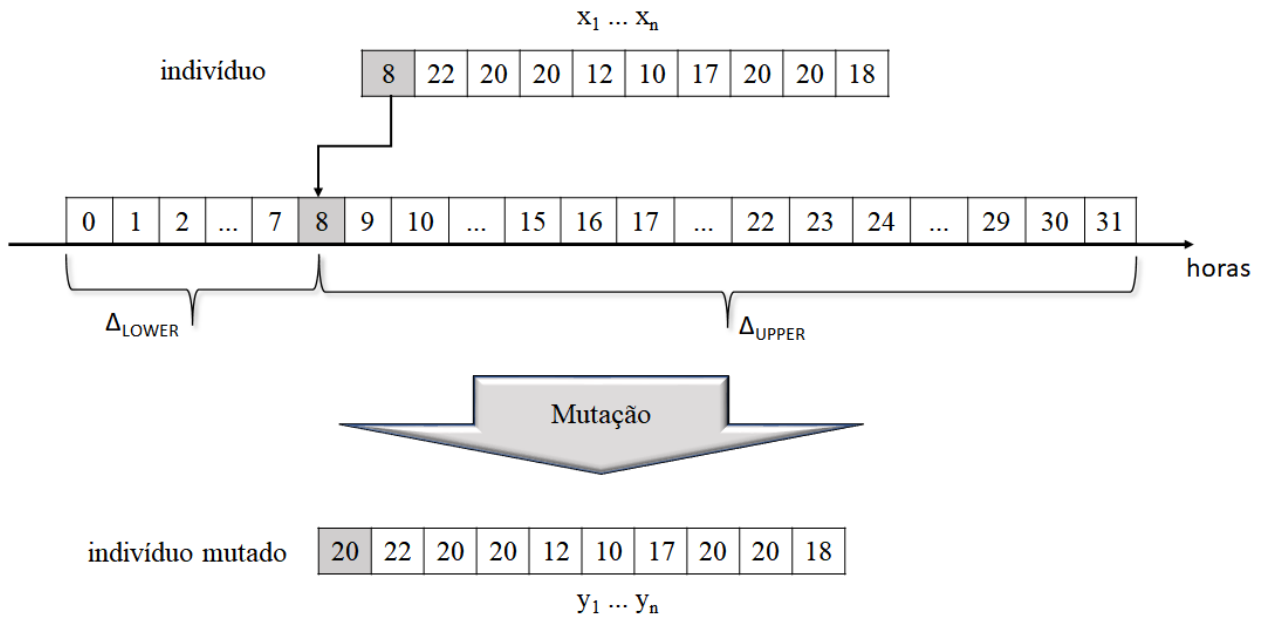


Figura 4.7: Mutação do indivíduo

$$\Delta_{upper_i} = u_{bound} - x_i \quad (4.18)$$

$$\Delta_{lower_i} = x_i - l_{bound} \quad (4.19)$$

As distâncias armazenadas nos vetores Δ_{upper} e Δ_{lower} são utilizadas de tal modo que, a variável atual do indivíduo exerça influência na definição da nova variável e que não seja atribuído para a nova variável algum valor, que esteja próximo   variável anterior.

$$y_i = \begin{cases} x_i + \frac{\Delta_{upper_i}}{2}, & \text{se } \Delta_{upper_i} \geq \Delta_{lower_i} \text{ e } \Delta_{upper_i} \text{ for par} \\ x_i + \frac{\Delta_{upper_i}}{2} + 0,5, & \text{se } \Delta_{upper_i} \geq \Delta_{lower_i} \text{ e } \Delta_{upper_i} \text{ for ímpar} \\ x_i + \frac{\Delta_{lower_i}}{2}, & \text{se } \Delta_{upper_i} < \Delta_{lower_i} \text{ e } \Delta_{lower_i} \text{ for par} \\ x_i + \frac{\Delta_{lower_i}}{2} + 0,5, & \text{se } \Delta_{upper_i} < \Delta_{lower_i} \text{ e } \Delta_{lower_i} \text{ for ímpar} \end{cases} \quad (4.20)$$

Em que:

u_{bound} é o limite superior da janela horária na qual as manutenções devem ocorrer;

l_{bound} é o limite inferior da janela horária na qual as manutenções devem ocorrer.

x_i representa a variável i do indivíduo antes da mutação;

y_i representa a variável i do indivíduo após a mutação.

Embora o processo de mutação seja aplicado a todos os indivíduos da geração, apenas os indivíduos selecionados após a aplicação do operador de mutação terão os valores de suas variáveis redefinidos. Por consequência, apenas esses indivíduos terão seus valores de aptidão recalculados.

4.6 Fluxograma do algoritmo proposto

O fluxograma do algoritmo proposto, com as principais etapas, é apresentado na Figura 4.8.

De forma resumida, na primeira geração, a população é inicializada de forma aleatória, porém contendo um indivíduo que representa a programação indicada pelos agentes proprietários. Na sequência, os indivíduos (ou seja, as possíveis soluções) são avaliados por meio da função aptidão FA_1 ou FA_2 , dependendo do objetivo sendo considerado. Nesta etapa, os melhores indivíduos são armazenados para serem utilizados na aplicação do elitismo. Caso o critério de parada não tenha sido atingido, o melhor indivíduo até então é inserido na próxima geração, não alterando o número total de indivíduos. Na sequência, os indivíduos são selecionados aleatoriamente para competirem entre si, através do processo de seleção por torneio, no qual suas aptidões são comparadas. Aqueles que possuem as maiores capacidades de adaptação são selecionados para participarem do cruzamento. Em pares, os indivíduos realizam o cruzamento e geram dois novos indivíduos. Uma vez gerados, esses indivíduos têm a sua qualidade avaliada novamente pela função aptidão, ou seja, FA_1 ou FA_2 . Logo após essa etapa, os indivíduos são submetidos aos operadores de mutação e, caso sofram alterações, têm suas aptidões avaliadas. Todo esse procedimento é repetido até que se atinja o número máximo de gerações predefinido (critério de parada adotado), sendo os resultados armazenados e o processo evolutivo finalizado.

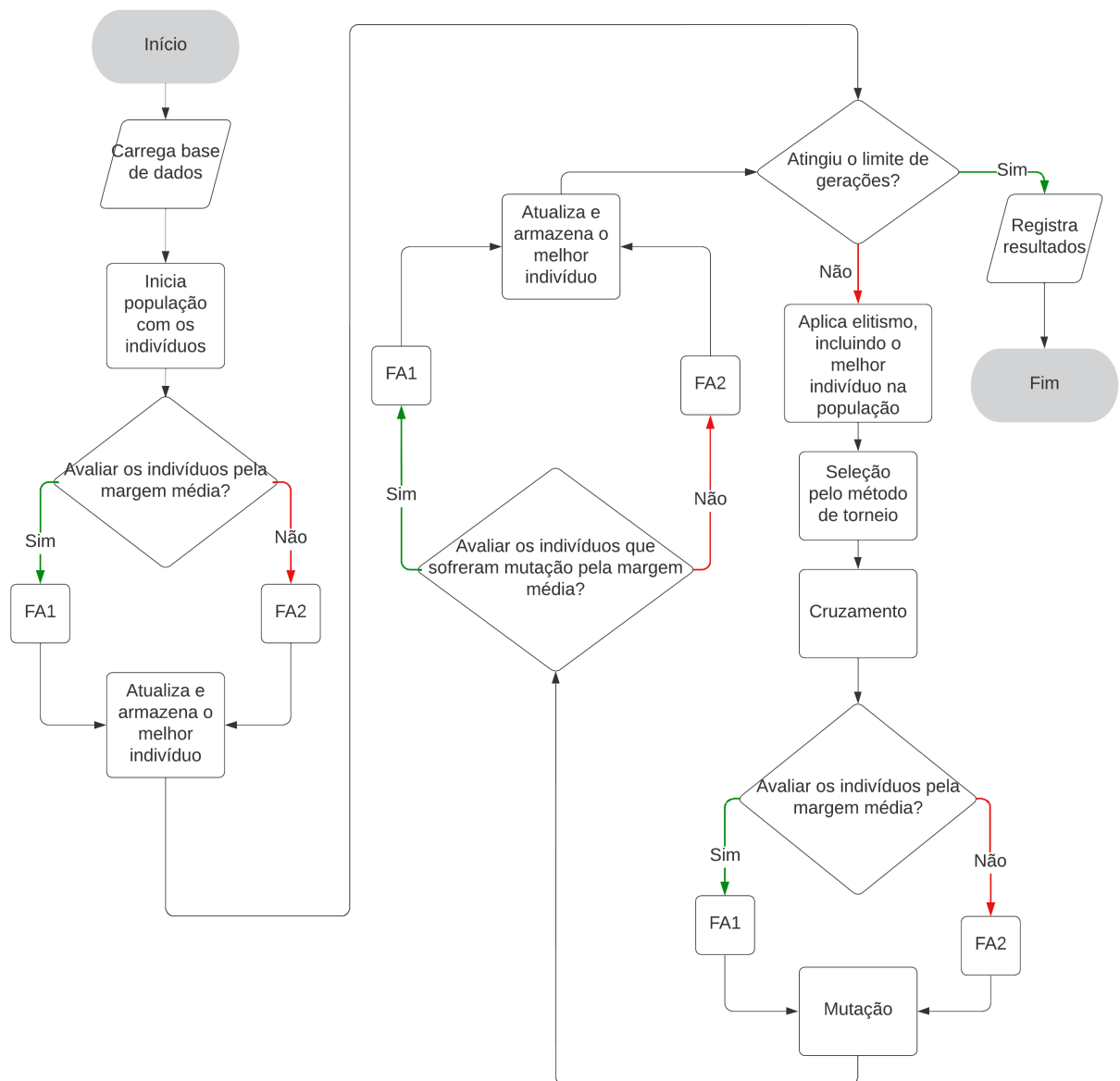


Figura 4.8: Fluxograma do algoritmo proposto

Capítulo 5

Testes e Resultados

5.1 Descrição das simulações

A metodologia proposta será avaliada utilizando os sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras, cujas topologias e dados da rede podem ser consultados no Apêndice A. Neste capítulo é apresentado um conjunto de simulações para cada um dos três sistemas, considerando os objetivos de maximização da margem média e da margem mínima de potência aparente nos ramos da rede, ou seja, aplicando as funções de aptidão FA_1 e FA_2 apresentadas no Capítulo 4 para a avaliação das soluções propostas.

Algumas diretrizes e critérios adotados na realização de testes em [28], foram também considerados neste trabalho, os quais são apresentados a seguir:

- Para a lista de desligamentos e de contingências, foram escolhidos equipamentos cujos desligamentos analisados individualmente não promoviam o ilhamento de barras do sistema.
- Os limites de todos os equipamentos, quando não conhecidos, foram ajustados de forma a permitir que, nos três perfis de demanda, nenhuma violação ocorresse quando qualquer equipamento fosse desligado individualmente.
- Os horários iniciais e a duração dos desligamentos para a programação proposta, foram escolhidos de modo a garantir um agendamento com violações significativas, passíveis de otimização.

Adicionalmente, de modo a mensurar a aplicação da metodologia em desligamentos de urgência, também foram realizados testes considerando prioridades para a realização de algumas manutenções.

5.1.1 Condições de contorno para as simulações

As Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam, para os sistemas IEEE 30, 57 e 118, as solicitações recebidas dos agentes, informando os ramos que serão desligados, os horários iniciais e a duração de cada manutenção.

Tabela 5.1: Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 30 Barras

Ramo	Horário Inicial	Duração (horas)
3	15:00	6
6	15:00	5
11	14:00	6
20	18:00	6
21	15:00	4
31	14:00	5
40	10:00	6
37	14:00	5
28	18:00	4
22	15:00	5

Tabela 5.2: Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 57 Barras

Ramo	Horário Inicial	Duração (horas)
3	08:00	6
10	10:00	5
36	14:00	6
14	18:00	6
52	15:00	4
76	08:00	5
66	10:00	6
71	14:00	5
58	18:00	4
28	15:00	5

Tabela 5.3: Solicitações de intervenção para o sistema IEEE 118 Barras

Ramo	Horário Inicial	Duração (horas)
37	20:00	6
67	18:00	5
171	21:00	6
96	03:00*	6
179	01:00*	4
101	21:00	5
131	20:00	6
45	14:00	5
10	19:00	4
20	20:00	6

* do dia seguinte

Os ramos que foram considerados para análise de contingências nos testes com cada sistema são apresentados nas Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6.

Tabela 5.4: Lista de contingências para o sistema IEEE 30 barras

Contingência	Circuito Desligado		
	Ramo	Barra De	Barra Para
1	3	2	4
2	18	12	15
3	22	15	18

Tabela 5.5: Lista de contingências para o sistema IEEE 57 barras

Contingência	Circuito Desligado		
	Ramo	Barra De	Barra Para
1	2	2	3
2	9	9	10
3	40	44	45

Tabela 5.6: Lista de contingências para o sistema IEEE 118 barras

Contingência	Circuito Desligado		
	Ramo	Barra De	Barra Para
1	69	49	50
2	12	11	12
3	23	17	18

5.1.2 Definição dos parâmetros do AG

Com a finalidade de verificar a sensibilidade do processo evolutivo à variação dos parâmetros do AG, modificou-se o número máximo de gerações e o número de indivíduos por geração, tendo sido testados valores iguais a 50 e 100 para ambos os parâmetros. A Tabela 5.7 apresenta as combinações analisadas.

Tabela 5.7: Variação de parâmetros do AG

Teste	Nº. de gerações	Nº. de indivíduos
1	50	50
2	50	100
3	100	50
4	100	100

A análise foi realizada para os sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras, tendo sido as Equações 4.13 e 4.16 empregadas para avaliar as soluções obtidas. Em cada teste, foram considerados os parâmetros de número máximo de gerações e de indivíduos por geração indicados na Tabela 5.7 e para cada simulação foram executadas 20 repetições, alterando apenas a semente que inicia o gerador de números pseudoaleatórios para popular as gerações. As soluções encontradas em todos os testes realizados, para os diferentes parâmetros, não apresentaram violações de fluxo de potência aparente nos ramos ou violações de tensão nas barras. As distribuições das aptidões das soluções estão apresentadas nos box plots das Figuras 5.1 a 5.6.

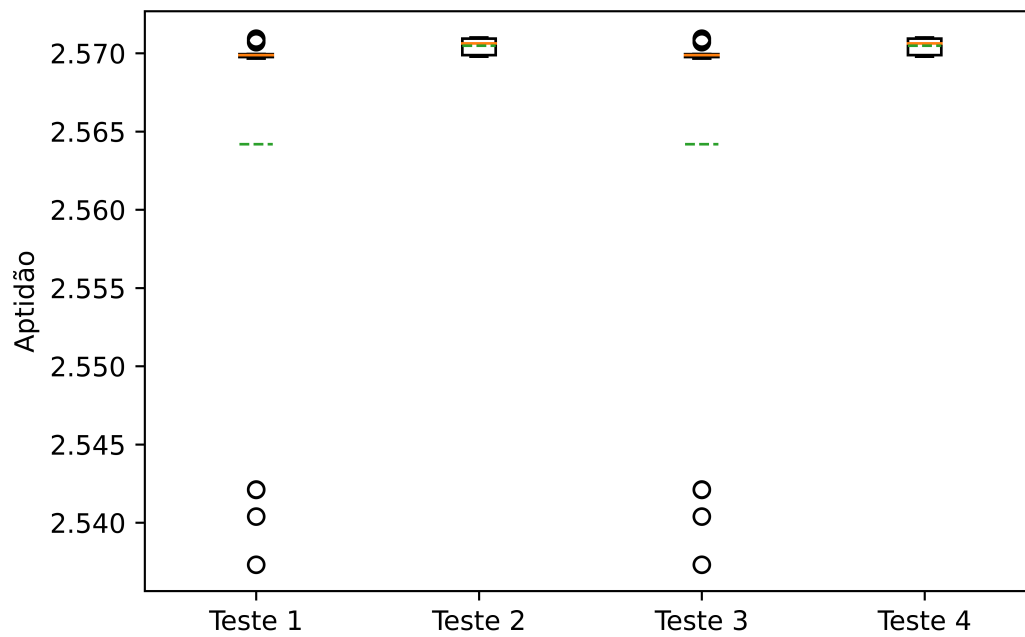


Figura 5.1: Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

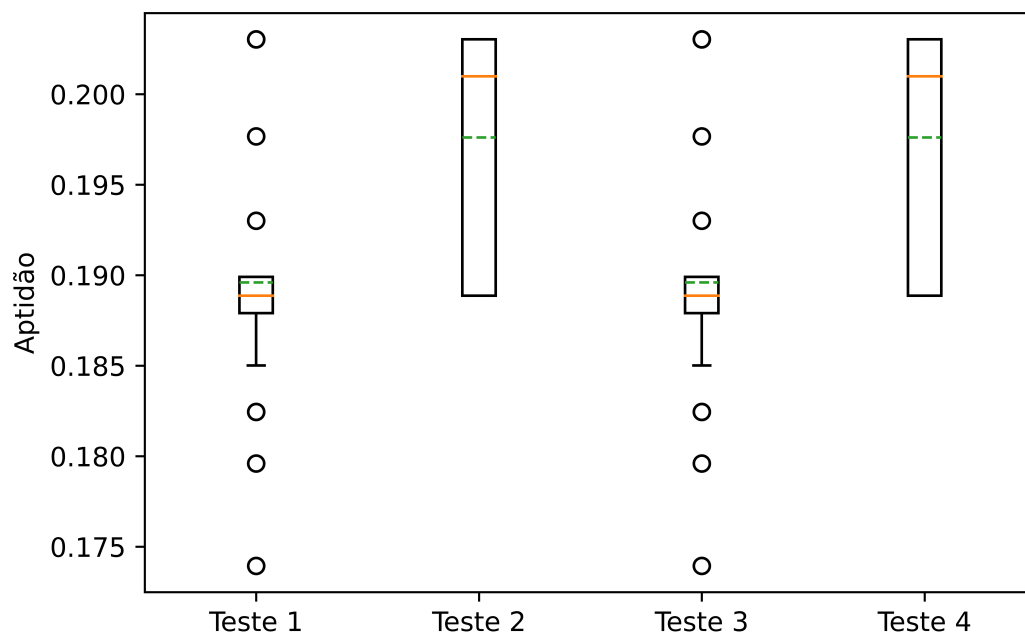


Figura 5.2: Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras

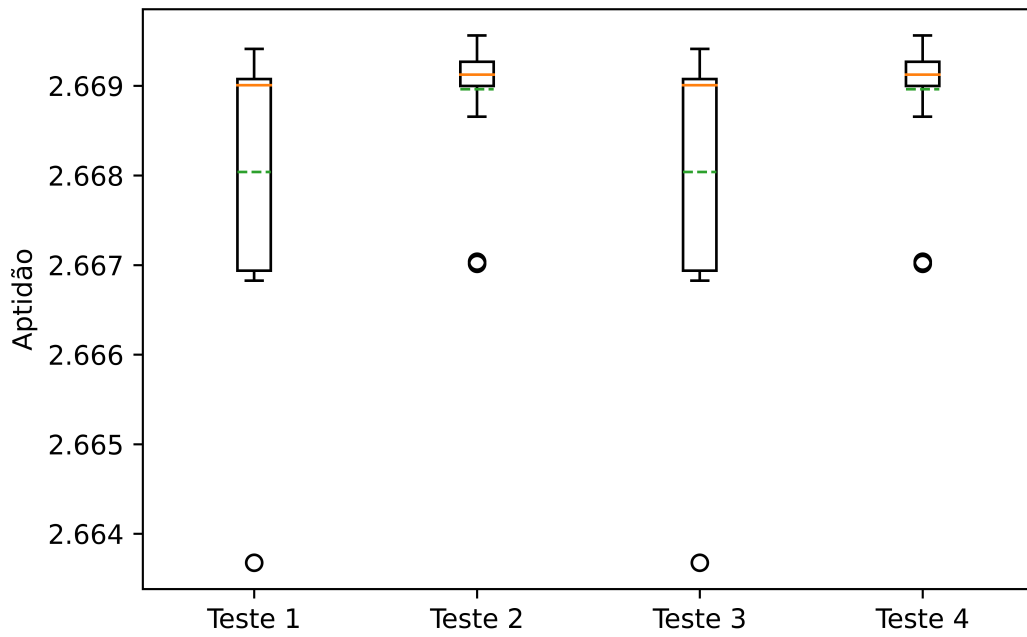


Figura 5.3: Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras

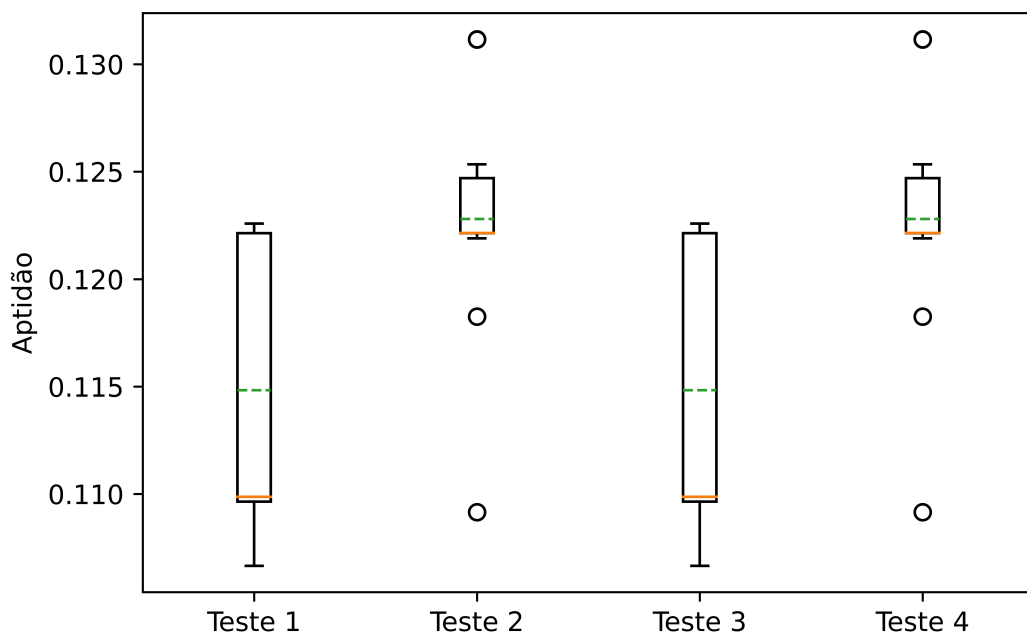


Figura 5.4: Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras

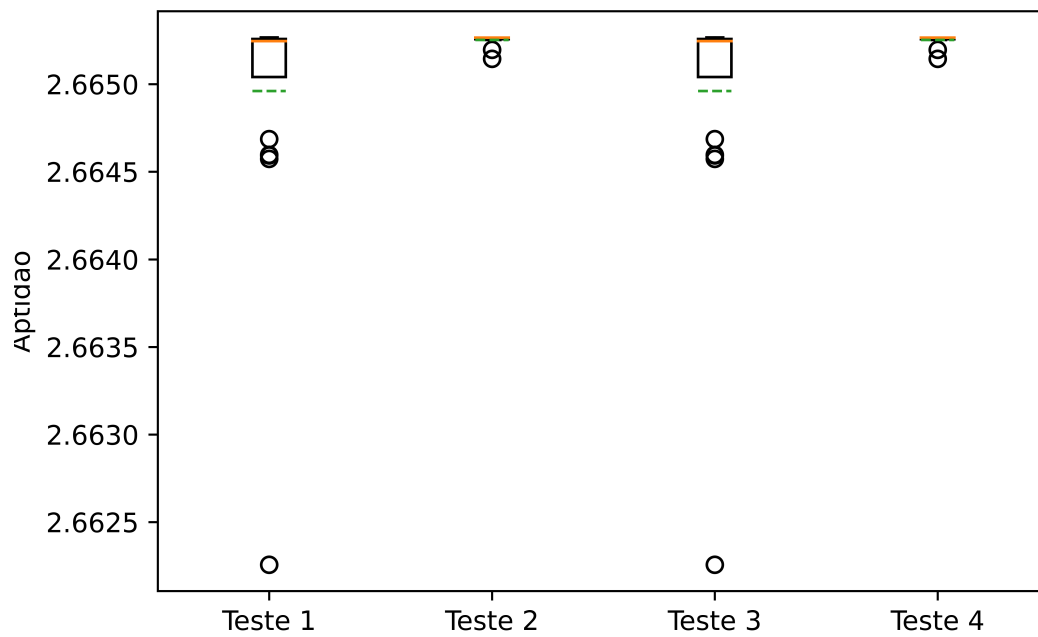


Figura 5.5: Testes considerando otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

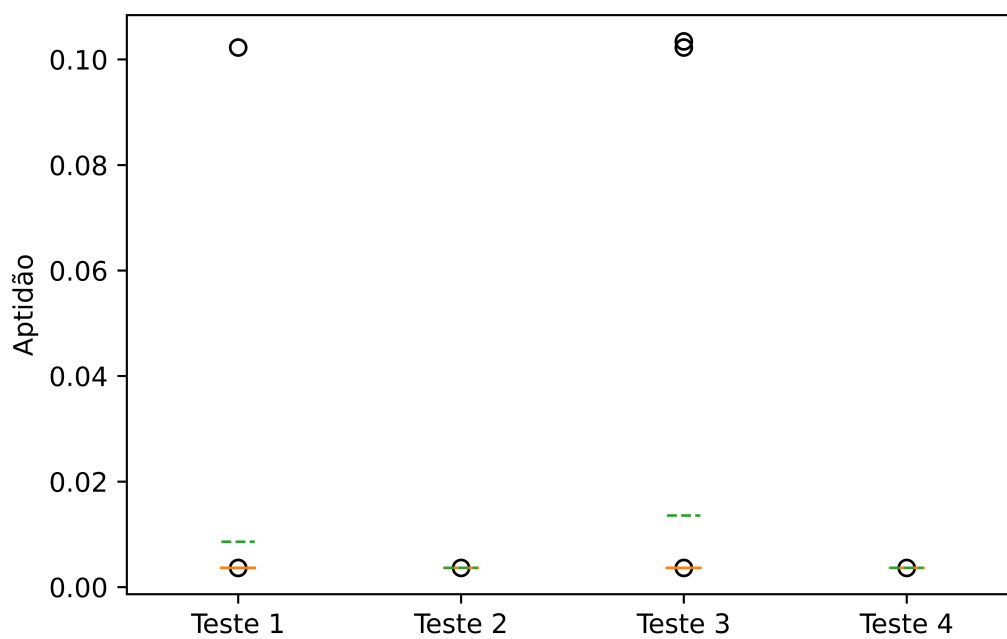


Figura 5.6: Testes considerando otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras

O estudo da sensibilidade dos parâmetros de AG, a partir de codificação binária e real foi abordado em [63] para um problema de variáveis contínuas. Além de outros dados de configuração do AG, também houve variação do número máximo de indivíduos por geração e se concluiu que o mesmo teve pouca influência na otimização realizada.

Entretanto, a partir dos resultados apresentados neste trabalho, verifica-se que a média das melhores soluções obtidas ao final de cada processo evolutivo foi maior quando se utilizou uma população com 100 indivíduos. Ademais, constatou-se também que a variação do número máximo de gerações teve pouca influência na média das melhores soluções, ou seja, os melhores resultados foram obtidos para qualquer uma das configurações em que o número máximo de indivíduos foi a 100, como pode ser verificado nas Figuras 5.1 a 5.5.

Percebe-se a única exceção quando da maximização da margem mínima no sistema 118 barras, em que a maior média das melhores soluções foi obtida quando se utilizou o número máximo de gerações igual a 50, conforme apresentado na Figura 5.6

Diante disso, supõe-se que a sensibilidade dos parâmetros do AG sofre a influência da codificação e do tipo de variável do problema a ser otimizado. Justificado pelo bom desempenho nos resultados obtidos em relação aos demais durante a análise de sensibilidade, todos os testes que serão apresentados a seguir foram obtidos com o número máximo de gerações igual a 50 e com 100 indivíduos em cada geração.

As penalizações w_S , w_V e w_L são utilizadas para guiar o processo de busca por soluções a cenários operativos que não apresentem violações e que sejam viáveis. Nas simulações realizadas, os pesos w_S e w_V da função aptidão FA_1 foram ajustados empiricamente. Definiu-se como critério a compatibilização da ordem de grandeza entre os termos da Equação 4.13, de tal modo que as violações de fluxo de potência aparente nos ramos e as violações de tensões nas barras do sistema apresentassem a mesma importância na avaliação de cada solução.

Além de não ser recomendável que o sistema elétrico seja submetido a cenários que apresentem violações, o grau de severidade para pontos de operação que não respeitam o critério de atendimento à demanda é ainda maior. Por essa razão, os valores utilizados para w_S e w_V foram bem menores que o escolhido para w_L .

Com exceção do critério de atendimento ao balanço de potência, cuja representação é binária, na ocorrência de violações de limites operativos, os mesmos assumem valores negativos e são potencializados pelos pesos w_S e w_V . Dessa forma, quando uma dada

solução (agendamento proposto) apresentar cenários com violações, os termos correspondentes a tais violações são integrados no valor da aptidão da solução, deteriorando a sua capacidade de adaptação.

A penalização w_{min} , utilizada na função de aptidão FA_2 , pode assumir valores distintos para cada indivíduo, tendo relação apenas com quantidade de violações verificadas na avaliação de cada solução.

5.2 Testes realizados

5.2.1 Teste 1: Sistema IEEE 30 Barras - FA_1

A programação de desligamentos solicitada pelos agentes e a programação ótima obtida pelo AG para o sistema IEEE 30 barras são apresentadas na Figura 5.7. Note que a programação solicitada pelos agentes é aquela previamente apresentada na Tabela 5.1, em que se verifica a concentração de manutenções com horários iniciais nos períodos de cargas média e pesada. A programação ótima foi alcançada a partir da aplicação da FA_1 na avaliação das soluções. Os horários iniciais dos desligamentos foram deslocados, em sua grande maioria, para os patamares de carga leve (dia atual e dia seguinte). Destaca-se, ainda, o deslocamento de três intervenções para o patamar mais crítico, patamar de carga pesada.

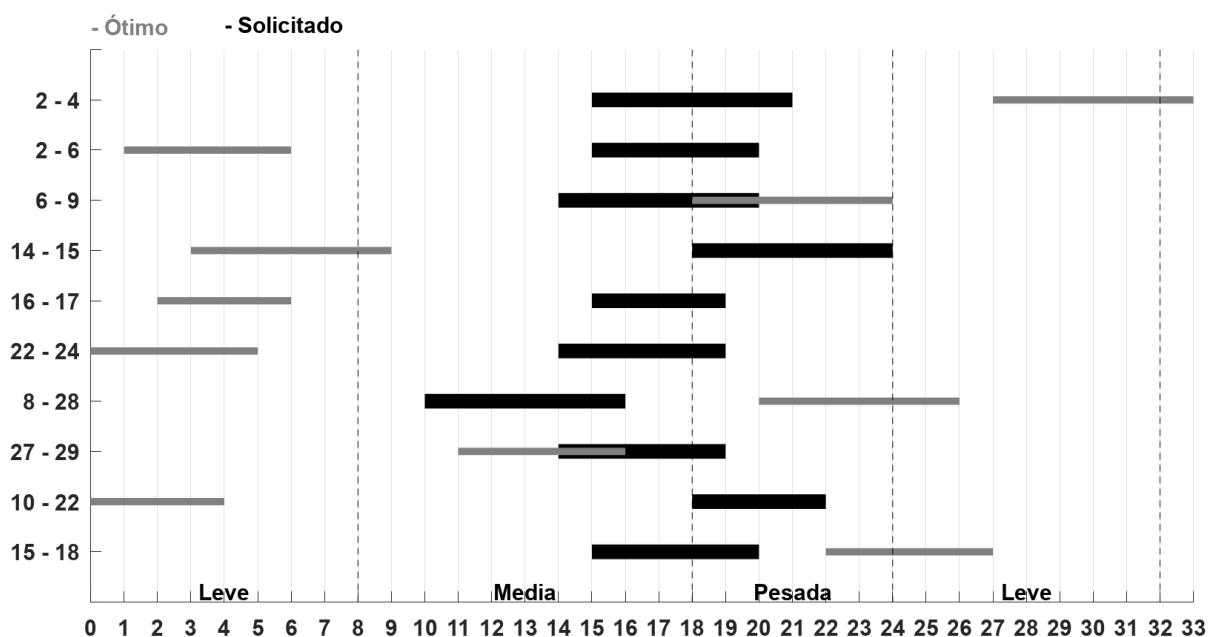


Figura 5.7: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

Um dos indicadores adotados na apresentação de resultados, a margem média horária, é definida como sendo a soma das margens de todos os ramos, em todos os cenários analisados, dividida pelo número total de ramos e cenários, para cada horário da janela de manutenções. A aglomeração de intervenções com início nos patamares de carga média e pesada na programação indicada pelos agentes têm como consequência a redução da margem média de potência aparente durante esses patamares, como pode ser observado na Figura 5.8. De forma mais sutil e com valores superiores, a redução desse indicador também é verificada na programação ótima durante o patamar de carga pesada.

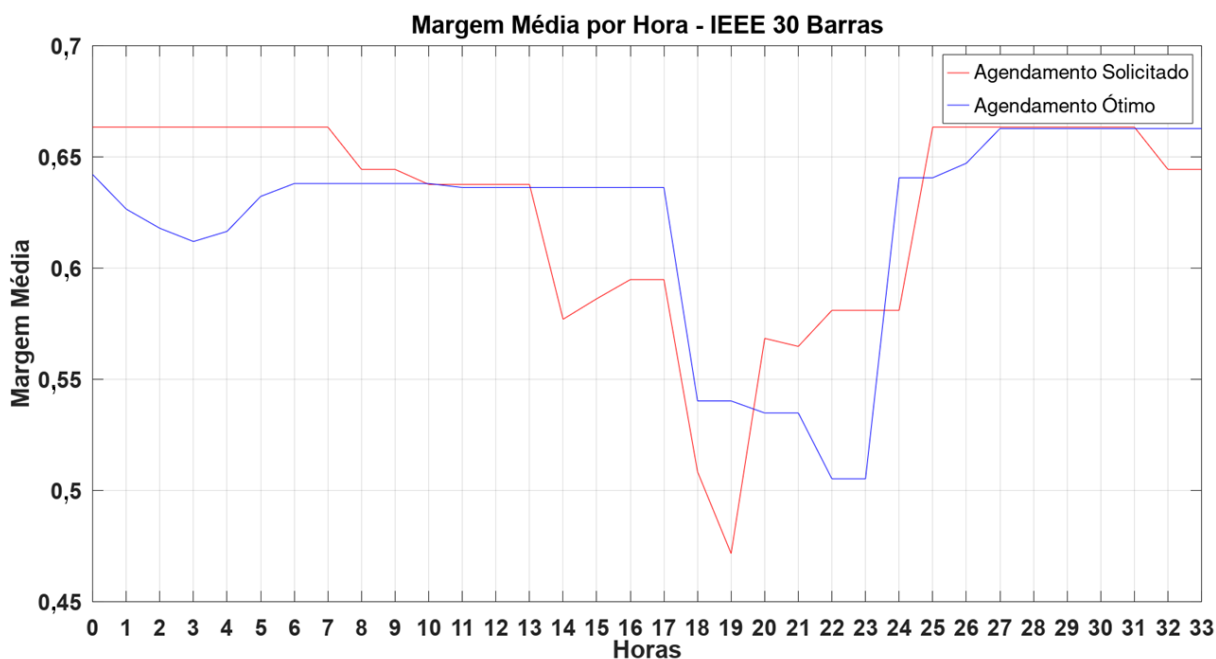


Figura 5.8: Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

Durante todo patamar de carga leve e em algumas horas do patamar de carga pesada, a programação solicitada pelos agentes apresenta margens médias superiores. Isto se deve ao fato de que nesses períodos a rede de transmissão permanece íntegra para a programação solicitada, enquanto ocorrem manutenções na programação de agendamento otimizada.

Outro indicador também utilizado na apresentação dos resultados, a margem mínima horária, é caracterizada pelo menor valor de margem de potência aparente registrado em um ramo da rede, após serem analisadas todas as margens de todos os cenários de operação no período de uma hora. Conforme visto na Equação 4.11, valores negativos de margem representam violações de fluxo de potência aparente e cenários que apresentem essa característica devem ser evitados.

As margens mínimas para a programação indicada pelos agentes e a programação

ótima obtida com a FA_1 são apresentadas na Figura 5.9. Ao longo de toda a duração dos patamares de carga leve, a programação solicitada pelos agentes obtém margens mínimas superiores, uma vez que não há manutenções em andamento nesses períodos. Por sua vez, oito desligamentos ocorrem na programação ótima durante os patamares de carga leve, tendo como consequência uma leve redução desse indicador.

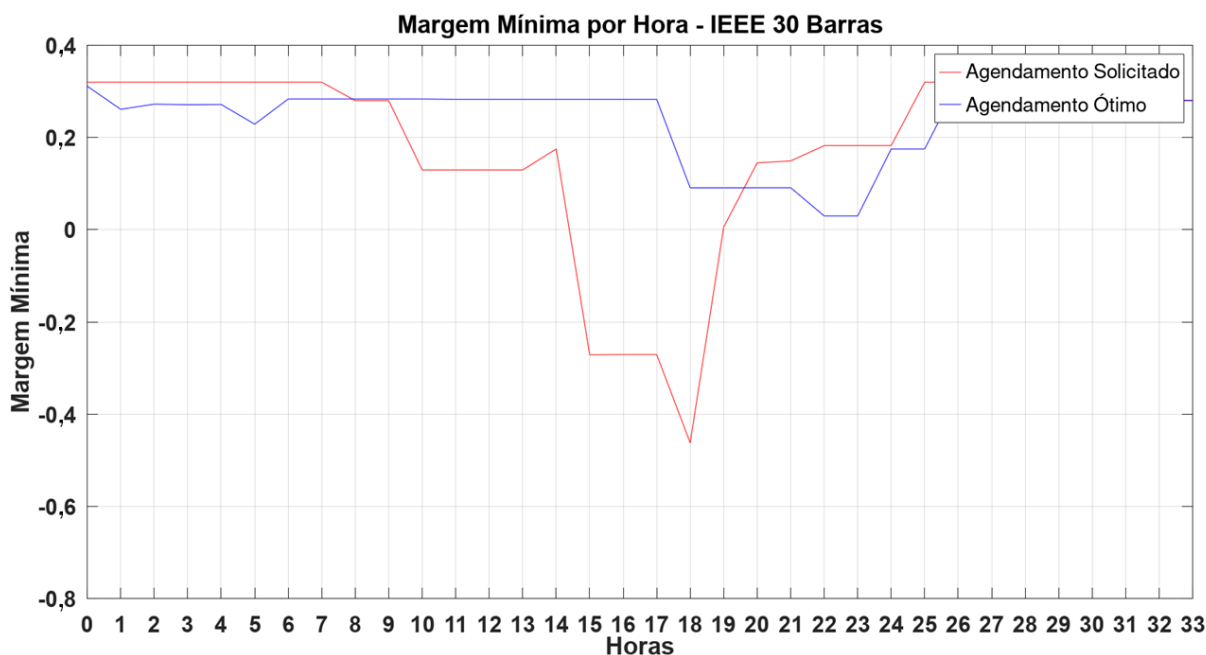


Figura 5.9: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

Em função da existência de margens negativas de fluxo de potência aparente durante o patamar de carga pesada, a programação de intervenções pretendida pelos agentes não poderia ser aprovada pelo operador independente, pois submeteria o sistema às condições de operação em condição de emergência e/ou insegura, uma vez que as violações podem ter origem nos cenários base e/ou em cenários sob contingência. Por outro lado, não são verificadas violações de fluxo de potência aparente para a programação otimizada, caracterizando assim uma solução viável e mais segura.

Será introduzido também um novo indicador, utilizado apenas na apresentação de resultados, de forma a avaliar a margem média de potência nos ramos. Esse indicador é obtido para cada ramo, considerando todos os cenários analisados durante todo o período de manutenções, conforme ilustra a Equação 5.1.

$$\Delta S_k^{med} = \frac{1}{nc} \times \sum_{i=1}^{nc} \left(\frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right) \quad (5.1)$$

Em que:

ΔS_k^{med} representa a margem média de potência aparente no ramo k , considerando todos os cenários i ;

São apresentadas na Figura 5.10 as margens médias de cada ramo obtidas para a programação de desligamentos indicada pelos agentes e para programação ótima. Observa-se que com a programação otimizada, uma maior margem média de potência é obtida para a maioria dos ramos. É importante observar também que os ramos que possuíam menores margens médias de potência com a programação de intervenções solicitada apresentaram as maiores elevações de tais margens com a programação otimizada (ramos 5, 12 e 16). A consequência sistêmica do incremento da margem média em determinados ramos é a redução desse indicador em ramos pontuais do sistema. Todavia, o agendamento ótimo permanece apresentando melhores resultados quanto às margens médias de potência.

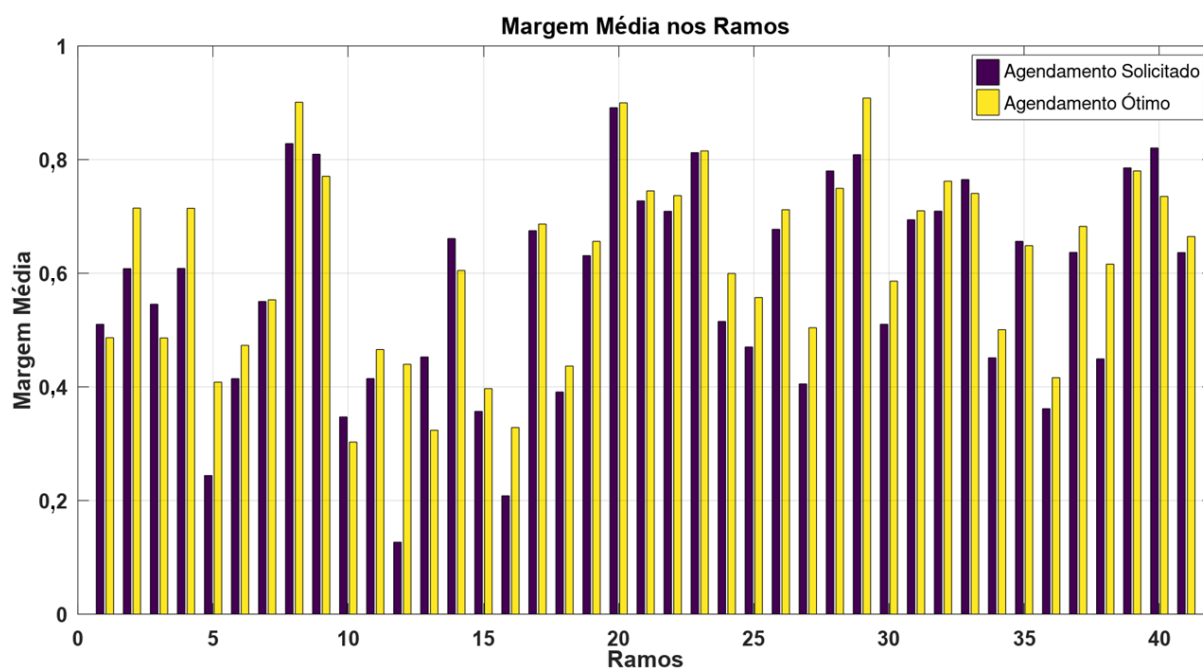


Figura 5.10: Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

Foi verificado que a programação indicada pelos agentes submete o sistema a violações de limites operativos, com duração de aproximadamente quatro horas durante o patamar de carga pesada. A Figura 5.11 apresenta as margens mínimas em cada ramo durante todo o período de manutenções, em que é possível perceber o não atendimento ao limite de fluxo de potência aparente no ramo 12 para a programação solicitada pelos agentes. Embora a função aptidão FA_1 empregada não possua como objetivo a otimização da margem mínima, a otimização pelo AG permitiu obter uma programação de intervenções

que, no geral, apresentam níveis superiores de margem mínima por ramo.

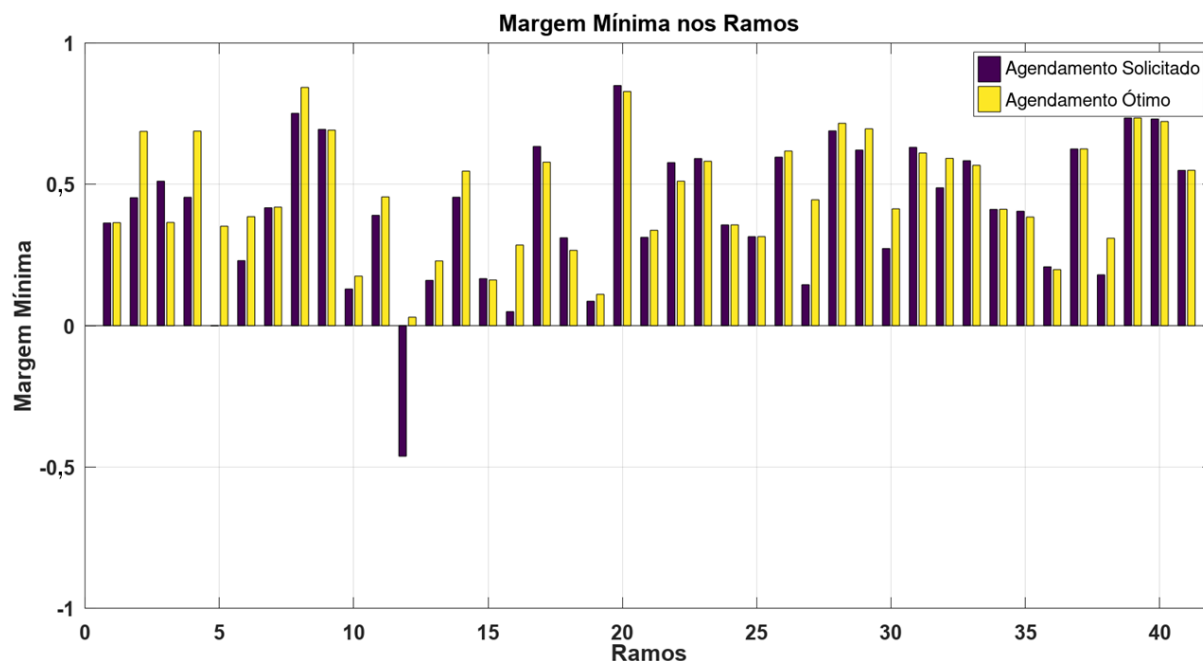


Figura 5.11: Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

Ressalta-se que não ocorreram violações de tensões no agendamento ótimo de manutenções. Ademais, a solução otimizada se apresenta como boa alternativa para o agendamento indicado pelos agentes, pois além de não apresentar violações possui níveis de segurança superiores.

5.2.2 Teste 2: Sistema IEEE 30 Barras - FA_2

A programação de manutenções indicada pelos agentes para o sistema IEEE 30 barras permanece a mesma da Seção 5.2.1. Entretanto, nos testes desta seção a programação ótima foi obtida utilizando a função FA_2 para a avaliação das soluções. A Figura 5.12 ilustra a programação indicada pelos agentes e a configuração de desligamentos alcançada pelo AG. De modo semelhante ao observado na seção anterior, os horários iniciais dos desligamentos também foram deslocados, em sua grande maioria, para os períodos de carga leve (em especial, do dia seguinte).

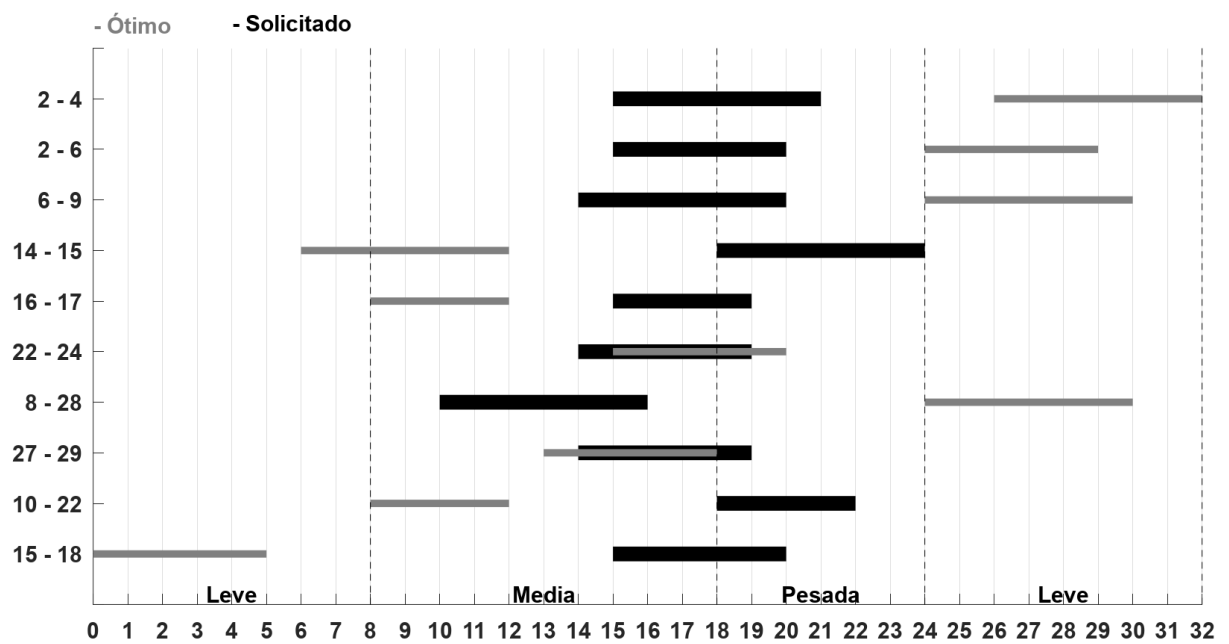


Figura 5.12: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras

As margens mínimas obtidas para a programação indicada e para a programação ótima obtida pelo AG estão apresentadas na Figura 5.13. Embora ocorram dois desligamentos na programação ótima durante o patamar de carga leve (do mesmo dia), as margens mínimas na programação solicitada e na programação ótima são exatamente iguais. Durante o patamar de carga média, a programação ótima se destaca por apresentar margens mínimas maiores ao longo desse período. Da mesma maneira, no decorrer do patamar de carga pesada, a programação ótima apresenta margens mínimas superiores.

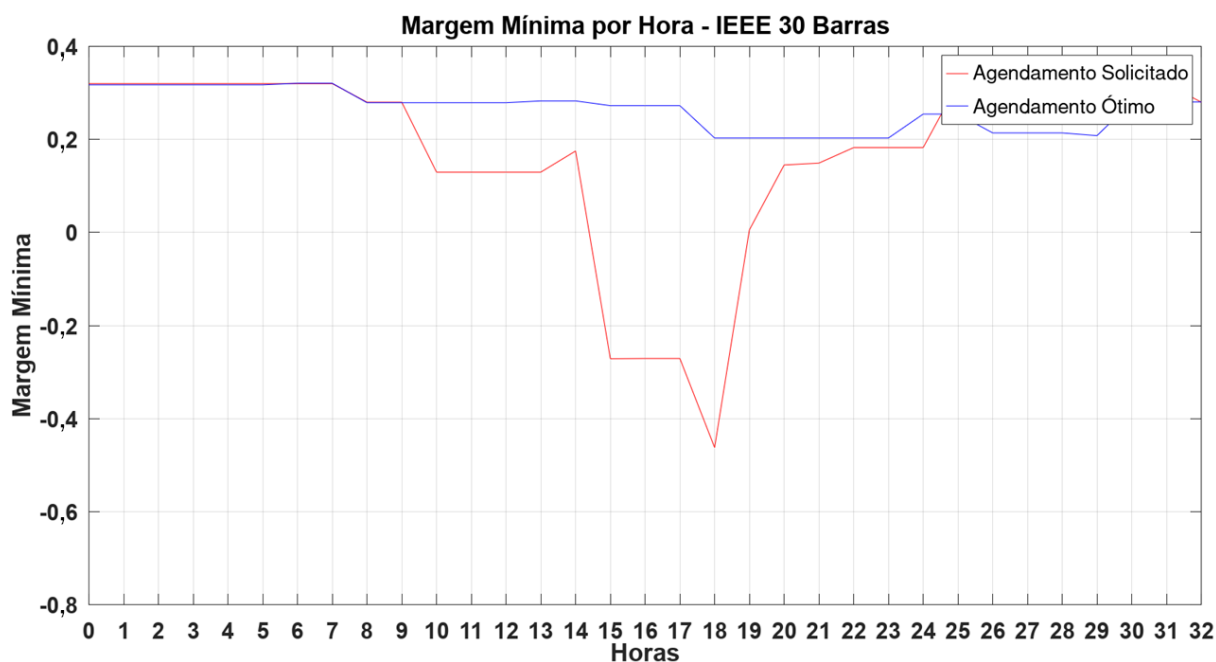


Figura 5.13: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras

As violações de fluxo de potência aparente verificadas para a programação ótima, são as mesmas apontadas na Seção 5.2.1 que ocorrem entre 15h00min e 20h00min. Adicionalmente, percebe-se que para o momento mais crítico da janela de manutenções, a programação ótima a partir de FA_2 é capaz de garantir margens superiores a 0,2 pu, que por sua vez é superior ao menor valor de margem mínima, de 0,05 pu, verificada na Figura 5.9 para a programação ótima a partir de FA_1 .

Este resultado evidencia e demonstra coerência da metodologia proposta, pois o processo de busca por soluções utilizando a função FA_2 deve ser guiado para soluções que apresentem margens mínimas superiores, enquanto a aplicação FA_1 deve priorizar soluções que apresentem melhores margens médias.

Por fim, a Figura 5.14 apresenta as margens mínimas verificadas a programação solicitada e ótima. Na programação ótima é possível verificar a eliminação da violação de fluxo de potência aparente que ocorre no ramo 12.

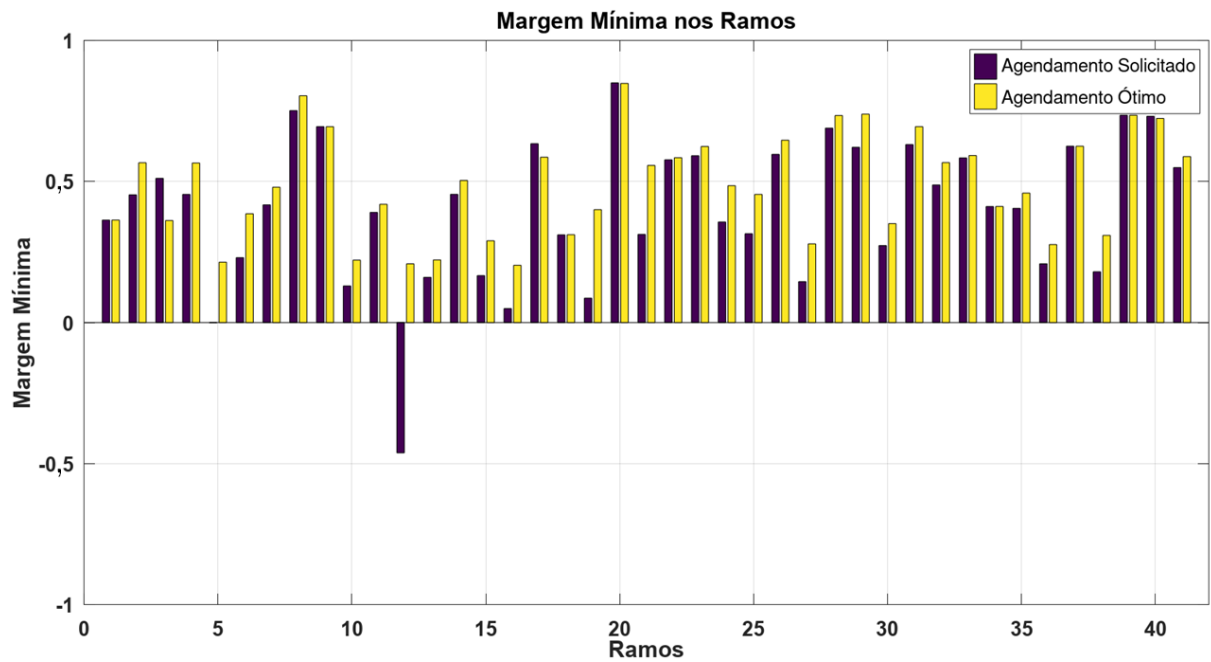


Figura 5.14: Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 30 barras

Não ocorreram violações de tensão nas barras para as programações indicada e ótima.

5.2.3 Teste 3: Sistema IEEE 57 Barras - FA_1

A programação de desligamentos indicada pelos agentes e a programação ótima obtida pelo AG para o sistema IEEE 57 barras são apresentadas na Figura 5.15. A programação solicitada pelos agentes foi apresentada na Tabela 5.2, em que se percebe a aglomeração de desligamentos com horários iniciais no período de carga média. A programação ótima foi obtida a partir da aplicação da FA_1 . Percebe-se que os horários iniciais e finais das manutenções na programação ótima foram deslocados, em sua grande maioria, para os patamares de carga leve. Verifica-se também a ocorrência de apenas três manutenções no patamar mais crítico, o patamar de carga pesada.

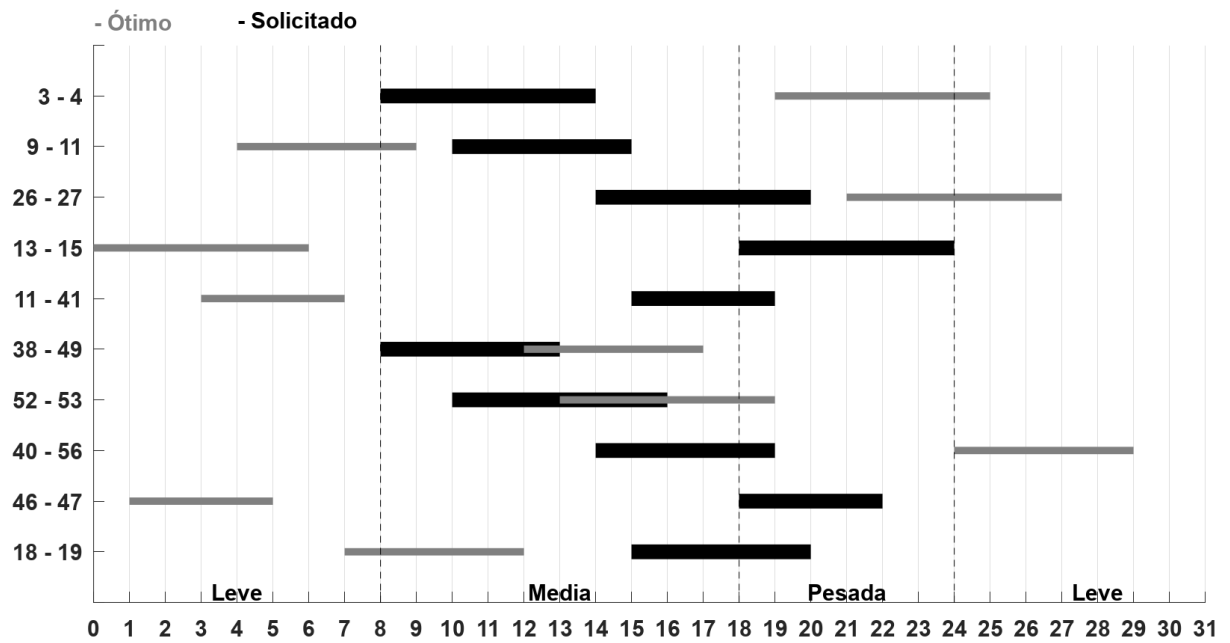


Figura 5.15: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras

As margens médias horárias da programação indicada pelos agentes e da programação ótima são apresentadas na Figura 5.16. A programação solicitada pelos agentes apresenta margens médias superiores durante o período de carga leve, como consequência da quantidade de manutenções ocorrendo na programação ótima nesse mesmo período. O número de intervenções em curso no patamar de carga média também justifica as margens médias superiores verificadas na programação ótima. Já no patamar de carga pesada, se evidencia o sutil incremento da menor margem observada durante todo esse período.

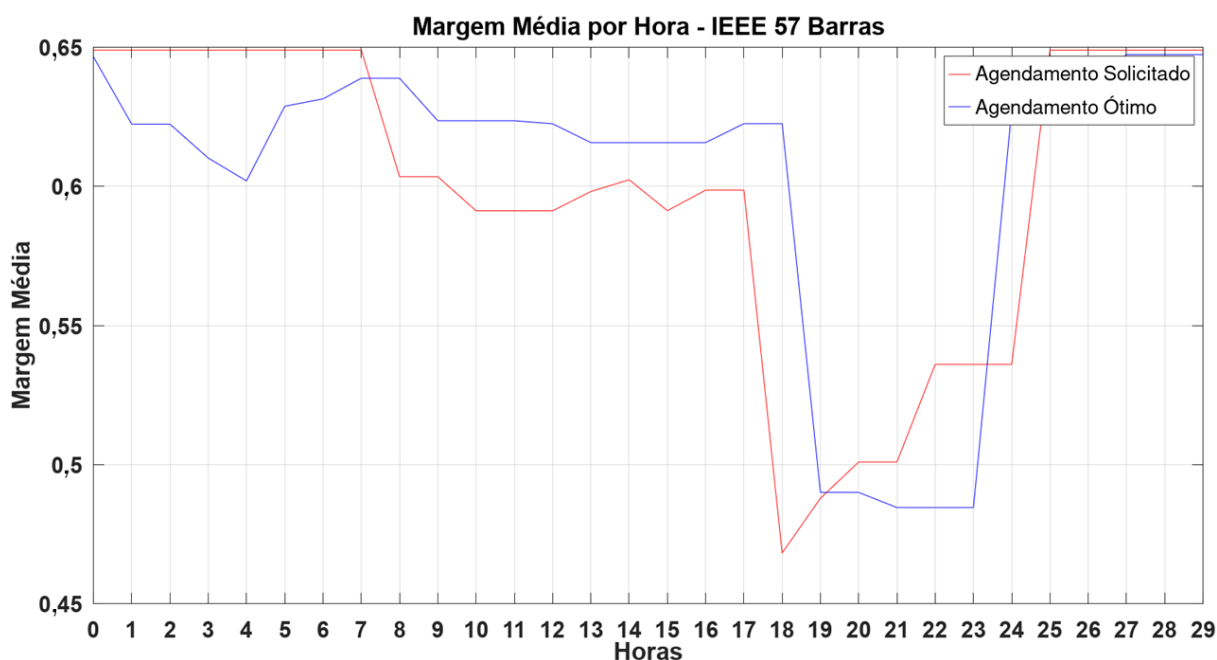


Figura 5.16: Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras

As margens mínimas horárias alcançadas para a programação indicada pelos proprietários dos equipamentos e para programação ótima são ilustradas na Figura 5.17. Embora a programação solicitada apresente margens médias superiores durante o patamar de carga leve, ocorrem violações de fluxo de potência aparente no patamar de carga pesada, especificamente, entre 18h00min e 21h00min. Tais violações de fluxo de potência aparente inviabilizam a aprovação da programação de desligamentos pelo operador independente solicitada pelos agentes de transmissão, pois submeteria o sistema a condições de operação inseguras. A programação ótima não somente se mostra eficiente na eliminação da violação existente, como também é capaz de garantir margens superiores a 0,1 pu ao longo do período de manutenções.

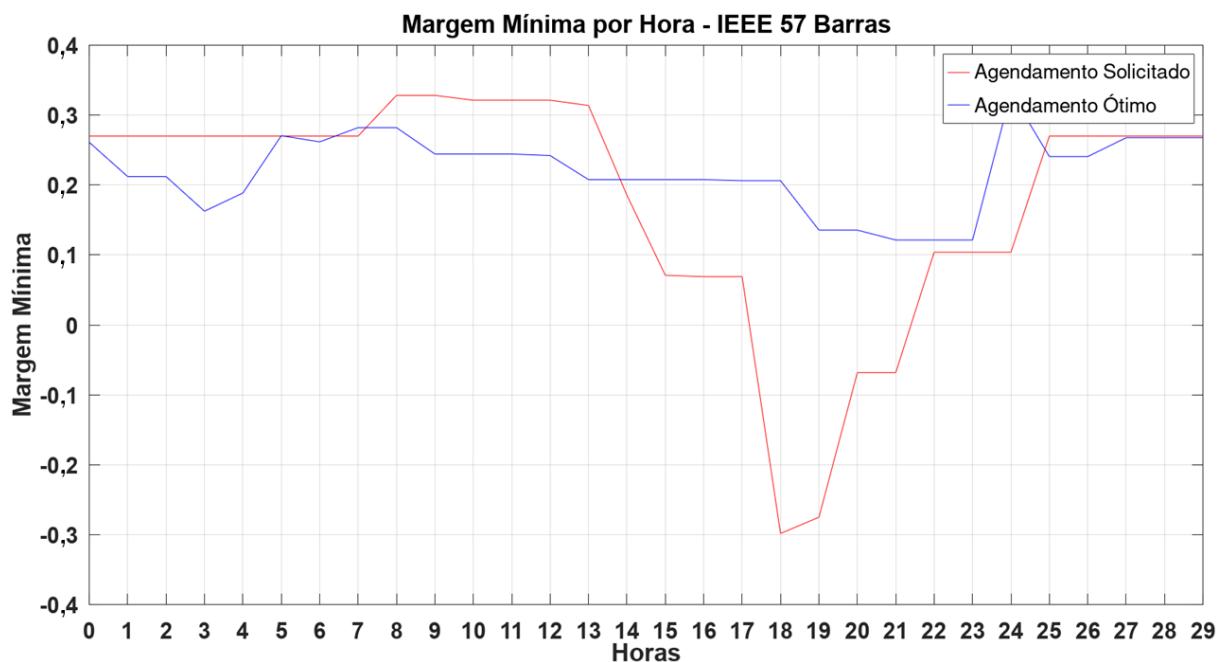


Figura 5.17: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras

A Figura 5.18 ilustra as margens médias por ramo na programação requerida pelos agentes e na programação ótima. No geral, as margens médias por ramo verificadas na programação ótima são superiores.

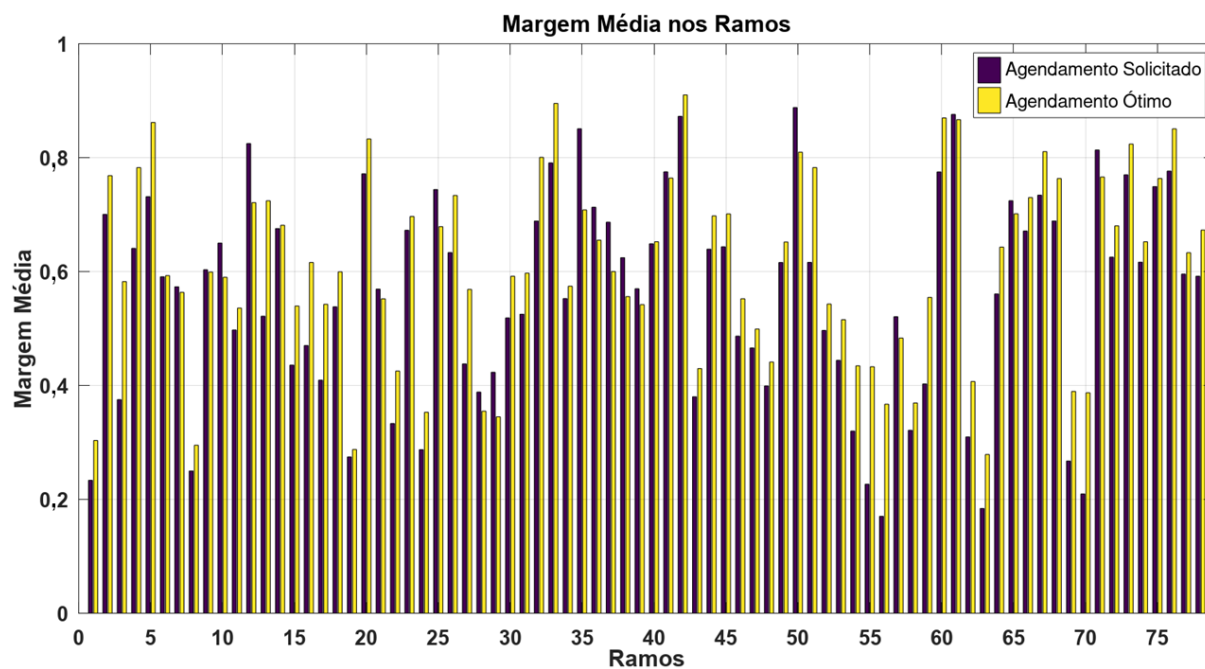


Figura 5.18: Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 57 barras

As margens mínimas obtidas para a programação solicitada e para a programação

ótima são apresentadas na Figura 5.19. É possível identificar os ramos responsáveis pelas violações de fluxo de potência na programação indicada pelos agentes, as quais têm origem nos ramos 13, 54, 55, 56, 62, 63, 69 e 70. No geral, a programação ótima foi capaz de incrementar a margem mínima nos ramos.

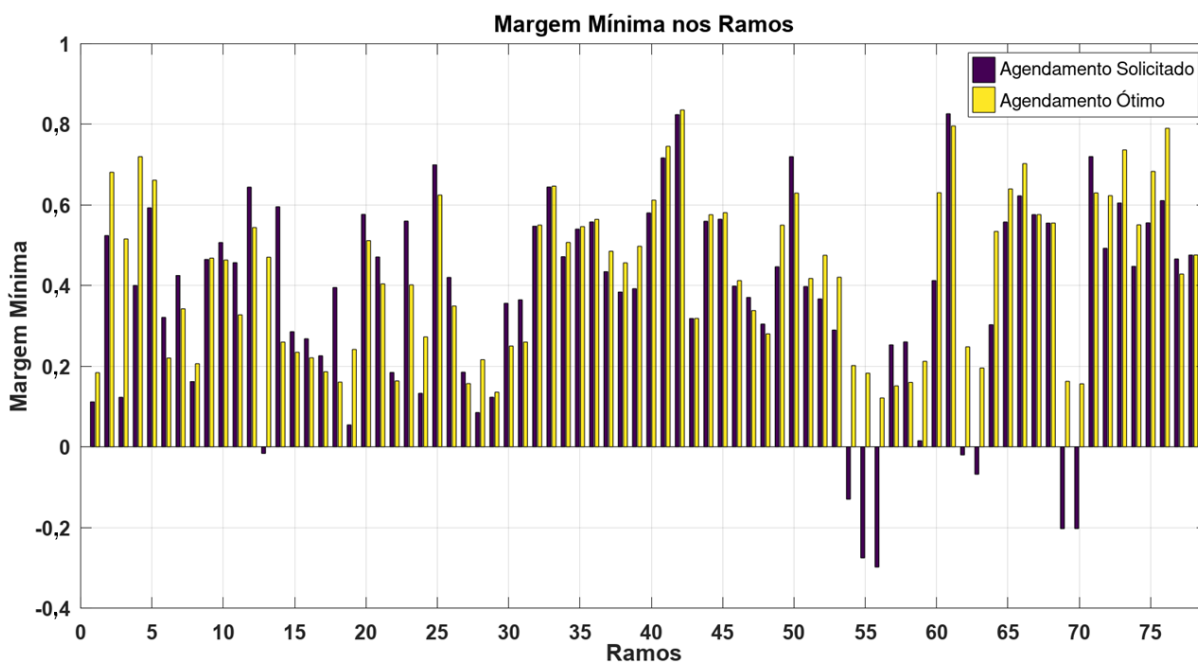


Figura 5.19: Margem mínima nos ramos para o sistema IEEE 57 barras com otimização da margem média

5.2.4 Teste 4: Sistema IEEE 57 Barras - FA_2

A Figura 5.20 apresenta, para o sistema IEEE 57 barras, a programação solicitada pelos agentes e a programação ótima obtida empregando a função FA_2 na avaliação das soluções. A programação indicada pelos agentes permanece inalterada em relação àquela apresentada na Tabela 5.2. Percebe-se que na programação ótima, as manutenções, em sua grande maioria, iniciam nos patamares de carga leve, em especial, no dia seguinte.

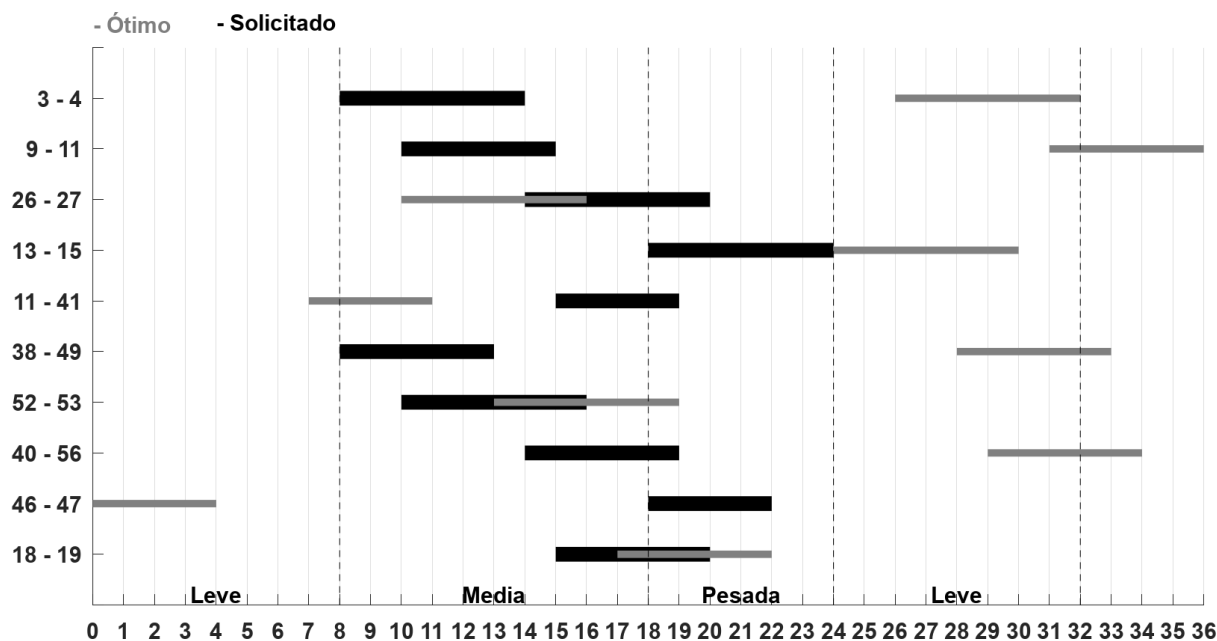


Figura 5.20: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras

As margens mínimas de fluxo de potência aparente por hora verificadas para a programação requerida pelos agentes e para programação ótima são apresentadas na Figura 5.21. Nota-se que as margens mínimas foram superiores na programação solicitada apenas no primeiro patamar de carga leve. No demais patamares, isto é, carga média, pesada e leve do dia seguinte, a programação ótima apresentou resultados superiores. Conclui-se que a programação ótima é capaz de eliminar as violações que ocorrem durante o patamar de carga pesada, além de garantir margens de fluxo de potência aparente superiores a 0,1 pu ao longo do período de manutenções.

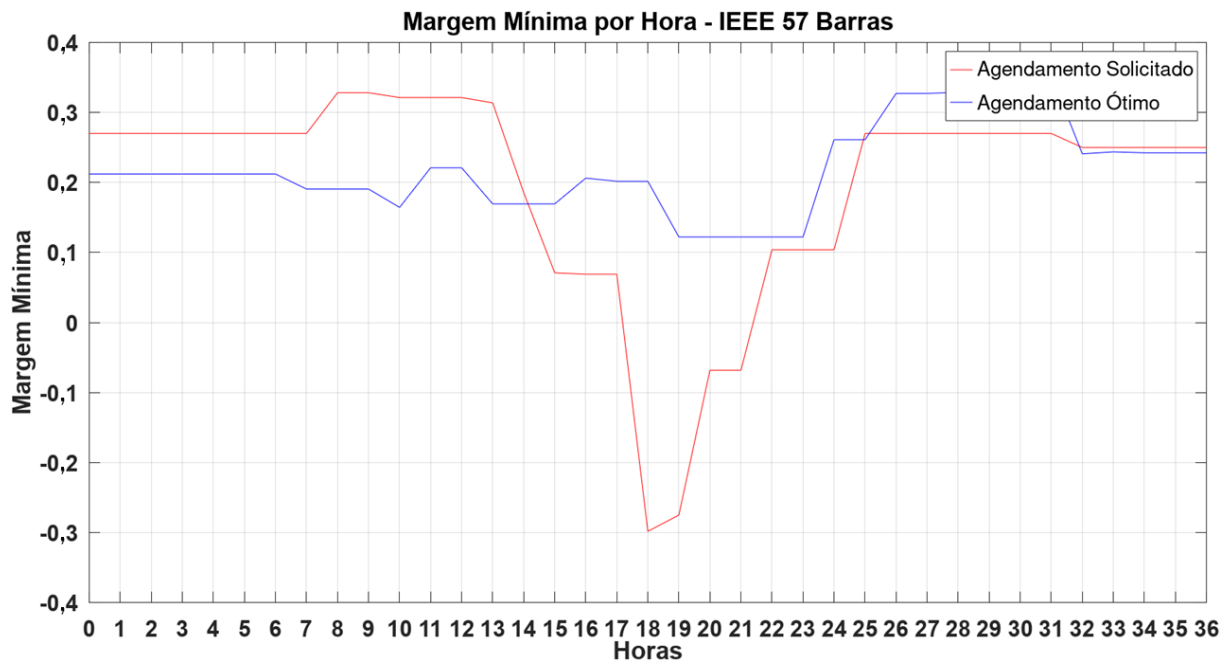


Figura 5.21: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras

São apresentadas, na Figura 5.22, as margens mínimas por ramo para a programação indicada pelos agentes e para a programação ótima. Percebe-se, para a programação ótima, a eliminação das violações existentes nos ramos 13, 54, 55, 56, 62, 63, 69 e 70. Além disso, esses mesmos ramos apresentam os maiores incrementos de margens mínimas verificadas ao longo do período de manutenções.

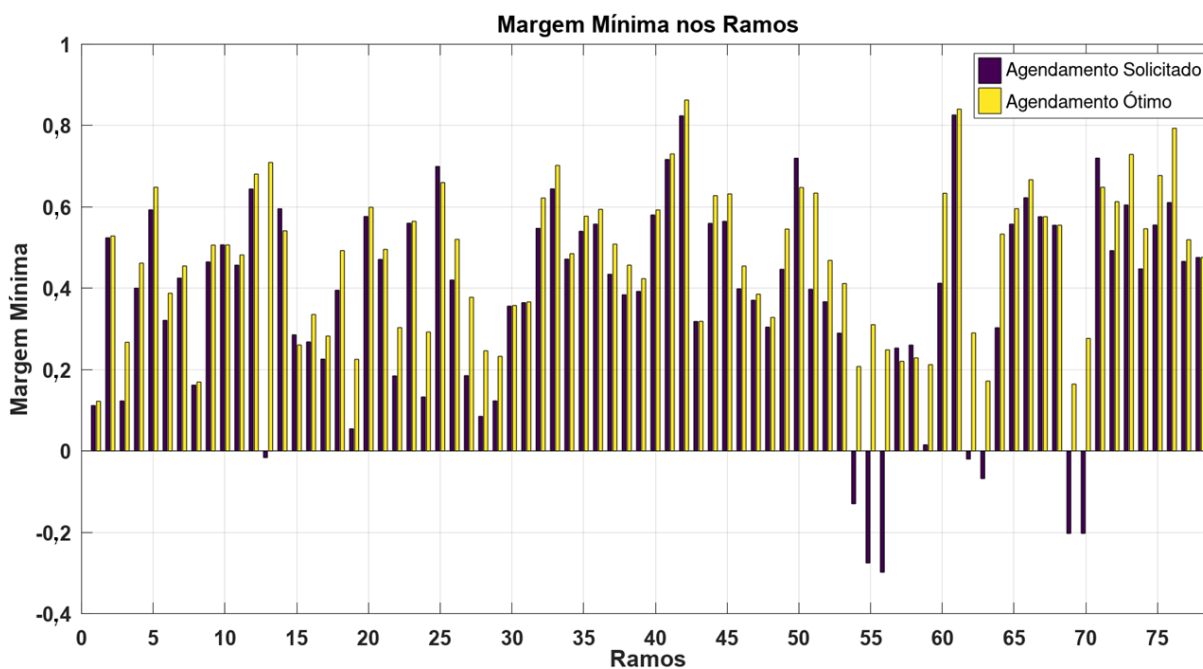


Figura 5.22: Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 57 barras

5.2.5 Teste 5: Sistema IEEE 118 Barras - FA_1

A programação de desligamentos indicada pelos agentes e a programação ótima de manutenções para o sistema IEEE 118 barras são apresentadas na Figura 5.23. A programação de intervenções solicitada pelos agentes coincide com aquela apresentada na Tabela 5.3. Nessa programação é possível verificar a concentração de manutenções iniciando ou finalizando no decorrer do patamar de carga pesada. Já na programação ótima, obtida a partir da utilização de FA_1 , percebe-se a concentração de intervenções nos patamares de carga leve e média.

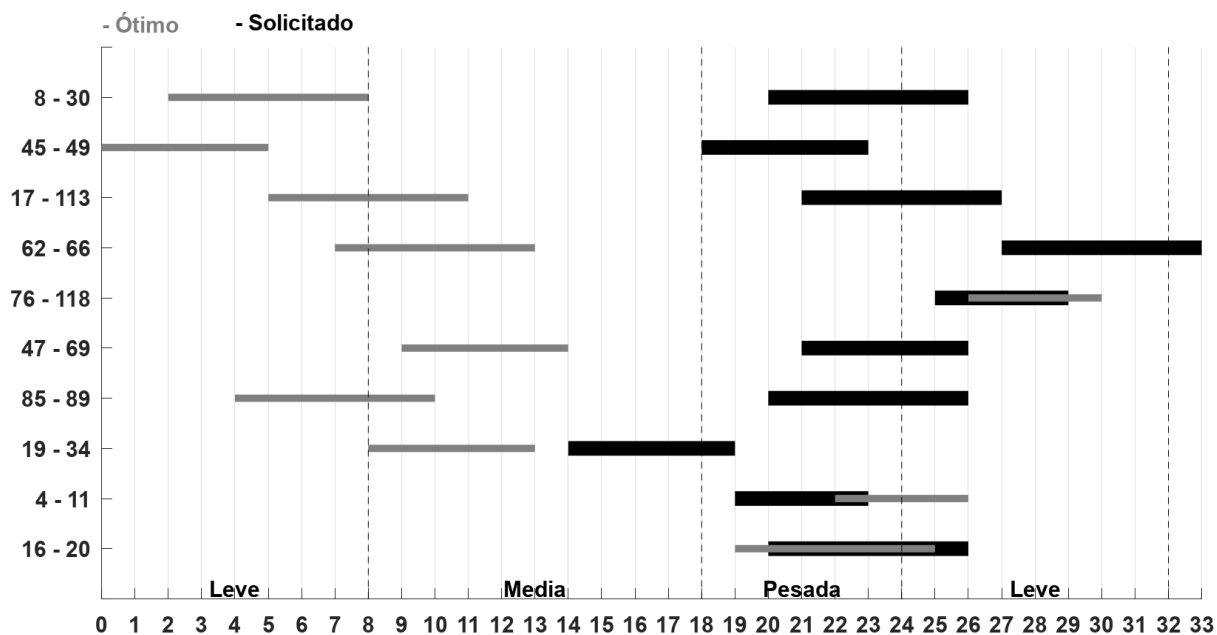


Figura 5.23: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

As margens médias horárias para a programação indicada pelos agentes e para programação ótima são apresentadas na Figura 5.24. A programação solicitada apresenta margens médias superiores durante todo o período de carga leve e em quase todo o período de carga média. Este fato é justificável pela quantidade de desligamento em curso na programação ótima. As margens médias da programação ótima sobressaem durante o período mais crítico, ou seja, patamar de carga pesada. Além de apresentar margens superiores no patamar de carga leve do dia seguinte.

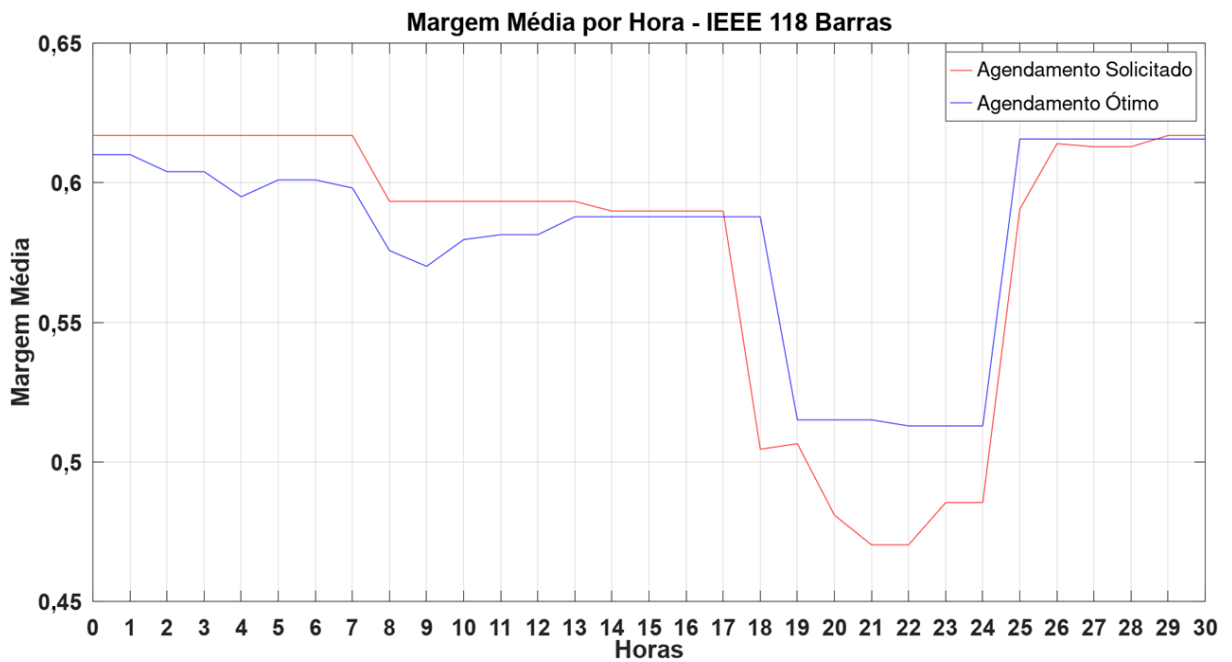


Figura 5.24: Margem média horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

As margens mínimas horárias verificadas para a programação indicada pelos agentes e para o agendamento ótimo são apresentadas na Figura 5.25. Ainda que durante o patamar de carga leve, a programação ótima tenha cinco manutenções em curso, as margens mínimas obtidas nesse período foram superiores. Ao longo dos patamares de carga média e pesada, a programação ótima permanece apresentando valores superiores de margens mínimas. Percebe-se a existência de violações para a programação indicada pelos agentes no decorrer do patamar de carga pesada, entre 18h00min e 00h00min do dia seguinte.

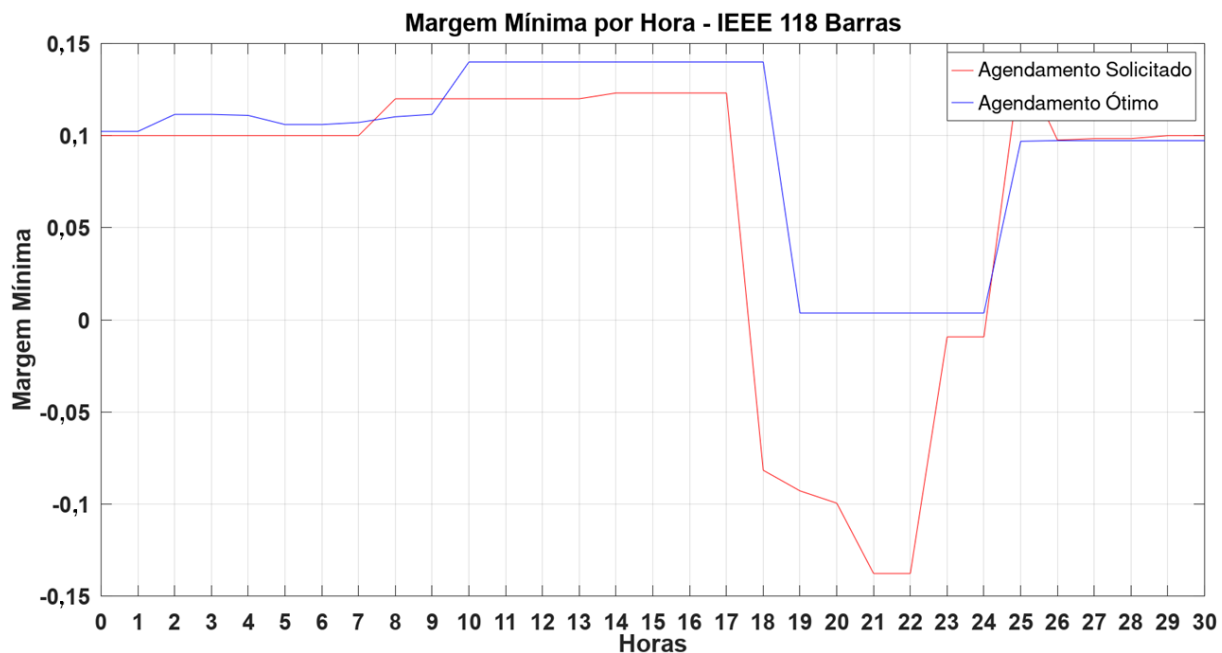


Figura 5.25: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

Os indicadores de margens médias nos ramos para a programação indicada pelos agentes e para a programação ótima obtida pelo AG são apresentados na Figura 5.26. No geral, a programação ótima obtém melhores indicadores de margem média por ramo.

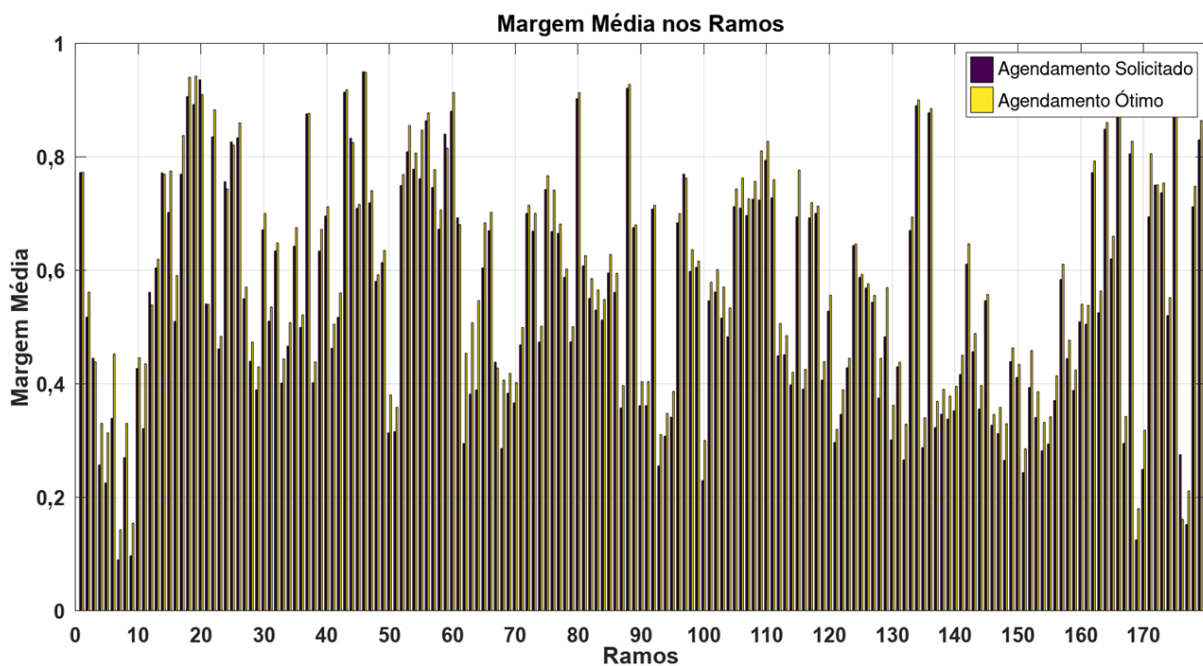


Figura 5.26: Margem média nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

As margens mínimas por ramo são apresentadas, na Figura 5.27, para a programação

indicada pelos agentes e para programação ótima. Percebe-se a existência de violações para a programação solicitada, as quais são totalmente eliminadas na programação ótima.

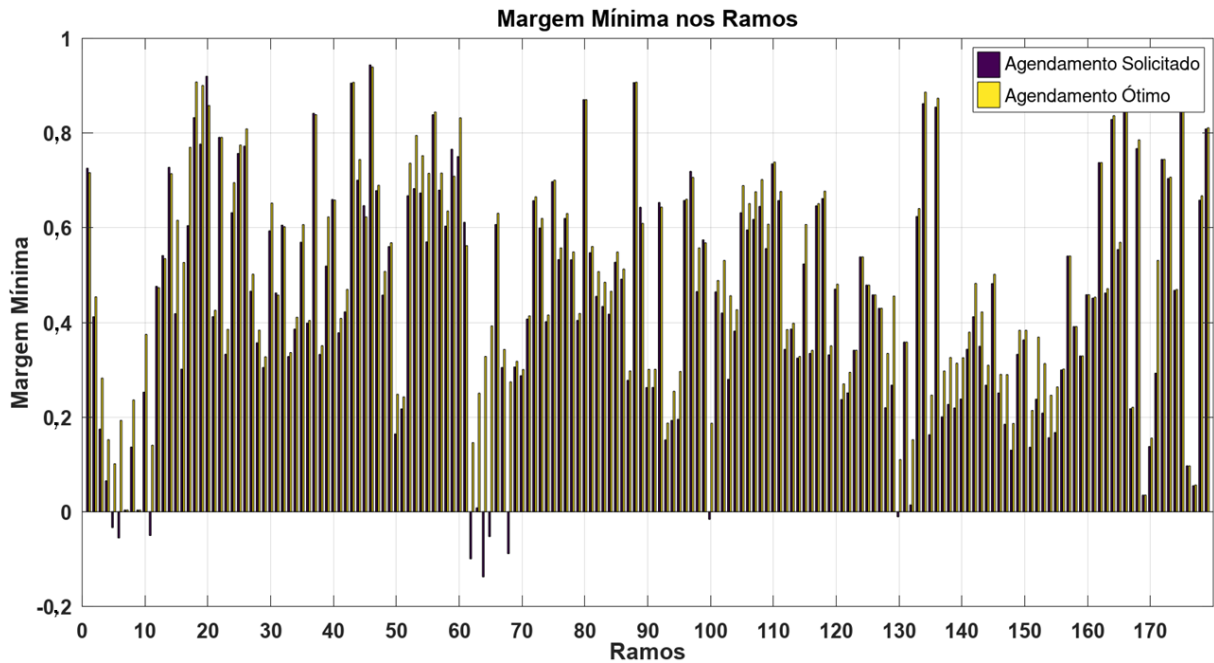


Figura 5.27: Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 118 barras

Na programação ótima, obtida pelo AG, não foram encontradas violações de tensões nas barras do sistema IEEE 118 barras.

5.2.6 Teste 6: Sistema IEEE 118 Barras - FA_2

Na Figura 5.28 são apresentadas a programação indicada pelos agentes e a programação ótima para o sistema IEE 118 barras. A programação de intervenções solicitada pelos agentes é a mesma utilizada na Seção 5.2.5. A programação ótima é obtida a partir da utilização de FA_2 na avaliação das soluções. Verifica-se que a execução dos desligamentos na programação ótima se concentra nos patamares de carga leve e média.

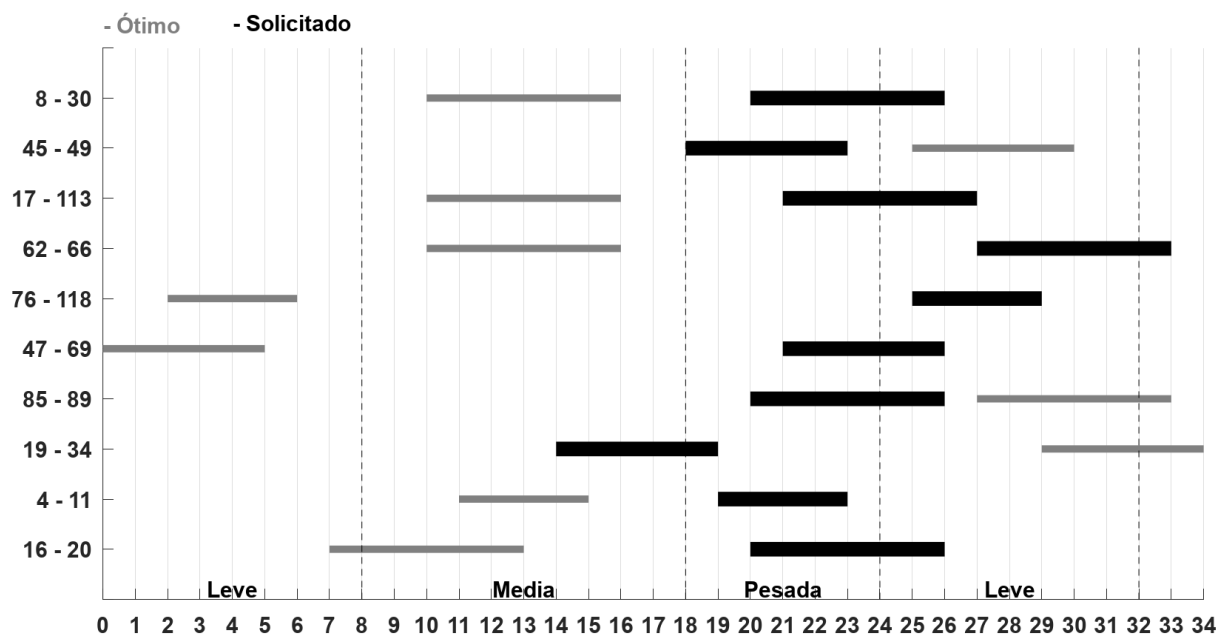


Figura 5.28: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras

Os indicadores de margens mínimas por hora são apresentados na Figura 5.29, para a programação solicitada pelos agentes e para a programação ótima. Durante o patamar de carga leve, no geral, a programação ótima apresenta valores de margens mínimas superiores nesse período. Já ao decorrer do período de carga média, a programação indicada pelos agentes apresenta, em sua grande maioria, margens mínimas superiores. Pois, nesse período, estão em curso manutenções na programação ótima. No patamar de carga pesada são as margens mínimas da programação ótima que se apresentam superiores. E por fim, no patamar de carga leve do dia seguinte, é o agendamento requerido que apresenta margens mínimas superiores.

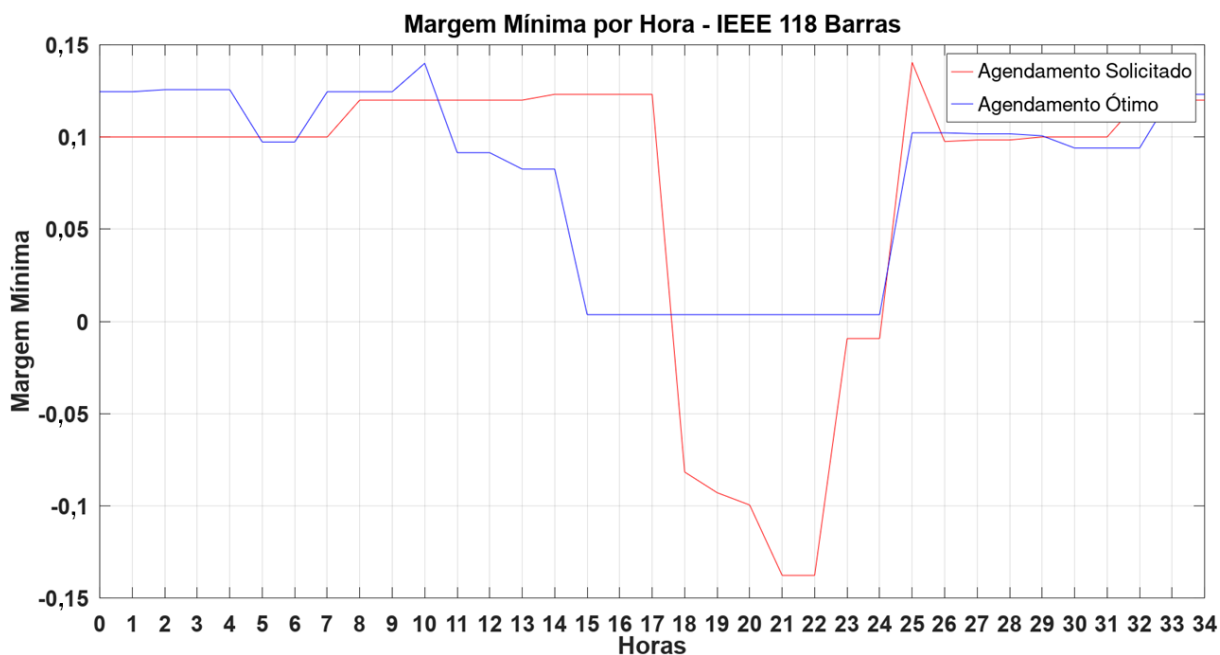


Figura 5.29: Margem mínima horária para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras

A Figura 5.30 apresenta as margens mínimas horárias para ambas as programações. Conclui-se que a programação ótima é capaz de eliminar as violações de fluxo de potência aparente verificadas na programação indicada pelos agentes que, por sua vez, não poderia ser aprovada pelo operador independente.

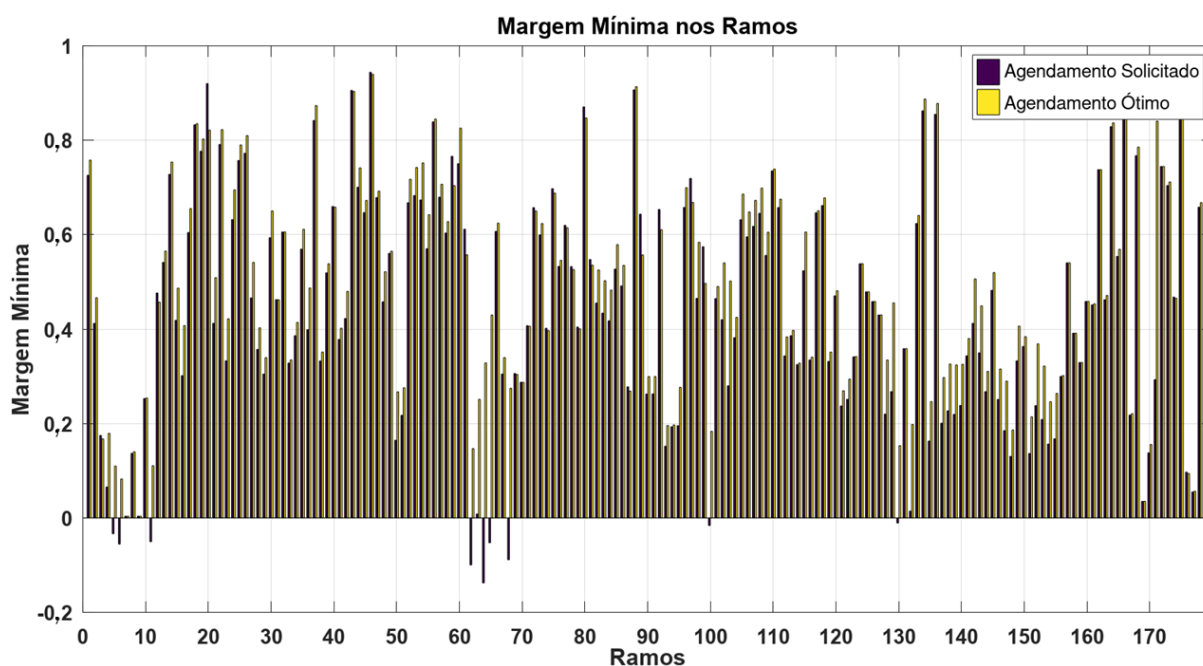


Figura 5.30: Margem mínima nos ramos para agendamento de intervenções solicitado e obtido com otimização da margem mínima para o sistema IEEE 118 barras

Não ocorrem violações de tensão nas barras para a programação proposta a partir de FA_2 para o sistema IEEE 118 barras.

5.2.7 Teste 7: Consideração de manutenções de urgência

De forma a ilustrar a flexibilidade da metodologia proposta para considerar que alguns desligamentos são de urgência e tem prioridade sobre os outros, serão apresentados nesta seção os resultados obtidos a partir do não reagendamento de duas manutenções, considerando a urgência desses desligamentos, os quais devem ser realizados nos horários solicitados. O teste foi realizado no sistema IEEE 30 barras. Os desligamentos caracterizados como de urgência são os dos ramos 2 - 4 e 2 - 6, com horários iniciais de manutenção agendados para 15h00min. A programação ótima é obtida a partir da aplicação de FA_1 na avaliação das soluções. A programação solicitada pelos agentes e a programação otimizada são apresentadas na Figura 5.31.

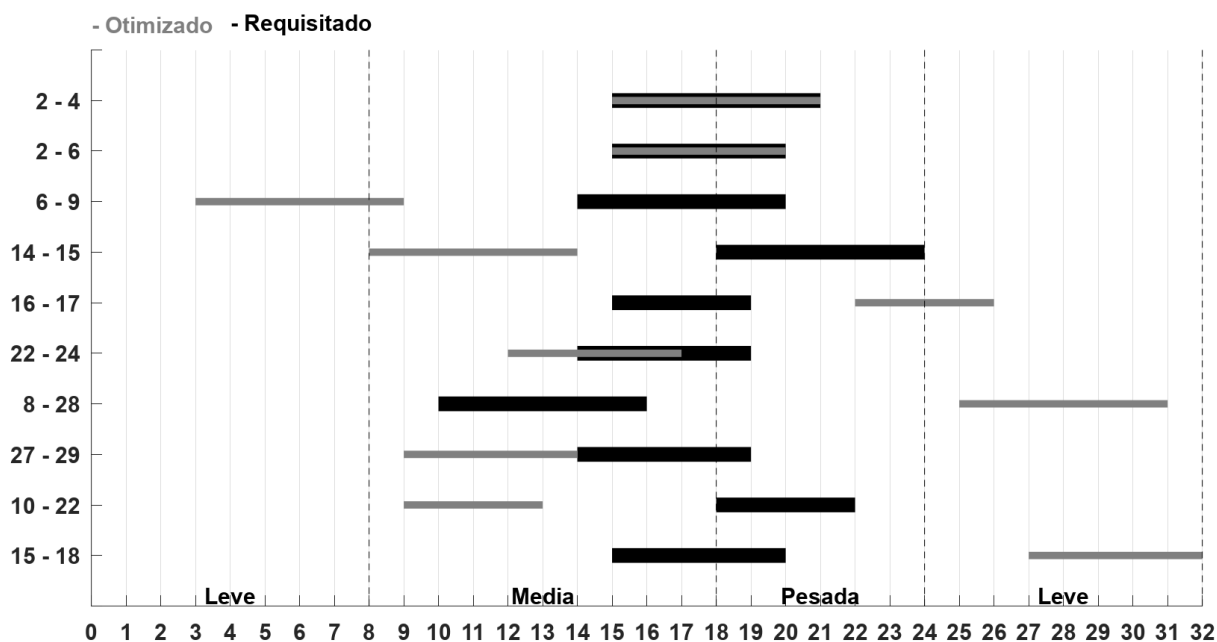


Figura 5.31: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções nos horários solicitado com urgência e obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

A Figura 5.32 apresenta a programação otimizada sem manutenções de urgência e a programação otimizada considerando manutenções de urgência. As manutenções de urgência têm como consequência deslocamentos nos horários de início dos desligamentos na programação de intervenções ótima em que não são consideradas as urgências.

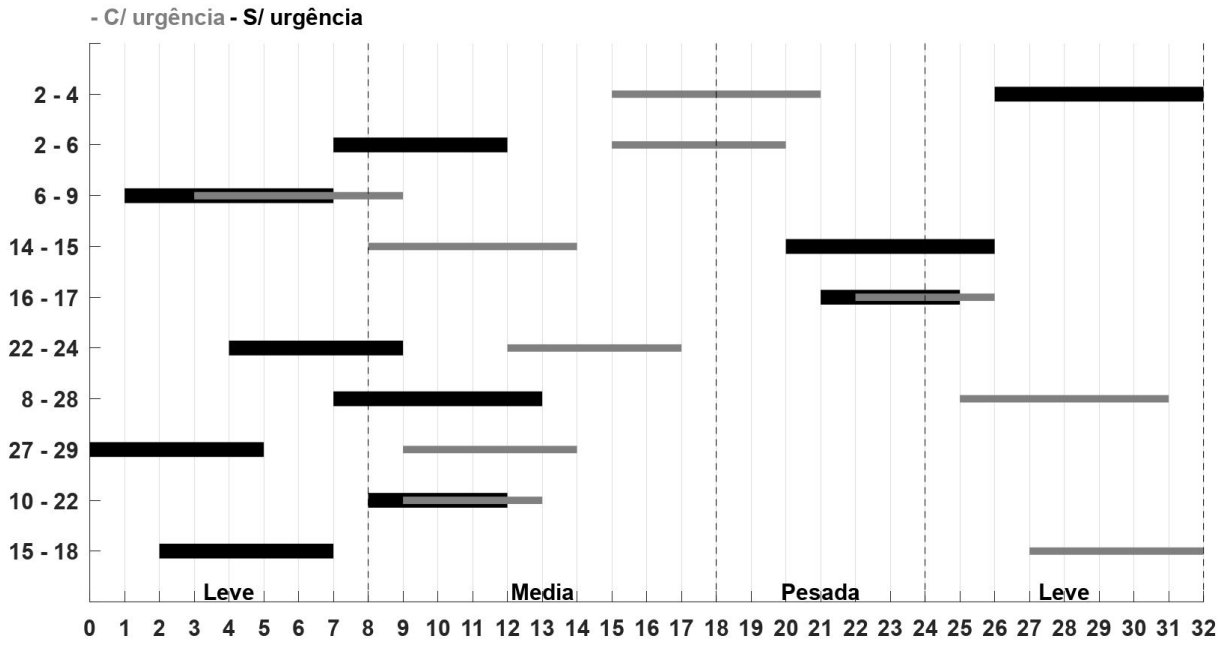


Figura 5.32: Diagrama de tempo para agendamento de intervenções com e sem urgência obtido com otimização da margem média para o sistema IEEE 30 barras

A margem total de uma programação é definida como o somatório das margens de fluxo de potência aparente de todos os ramos para todos os cenários, como apresenta a Equação 5.2.

$$\Delta S_{total} = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right) \quad (5.2)$$

Entretanto, para comparar e avaliar duas programações de intervenções considerando a margem total, é necessário comparar entre si as margens totais divididas pelo número total de cenários. Dessa maneira, é possível concluir qual programação de agendamentos possui o maior somatório de margem, independentemente do número de cenários. A Equação 5.3 apresenta o indicador de margem total por cenários.

$$\Delta S_{totalcen} = \frac{1}{nc} \times \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}_k - S_k^{(i)}}{\bar{S}_k} \right) \quad (5.3)$$

A programação indicada pelos agentes corresponde a 820,12 de somatório da margem de fluxo de potência aparente, em todos os 9 cenários gerados durante toda janela de manutenções, com margem total por cenários equivalente a 91,12. Por outro lado, a programação ótima considerando a urgência das duas manutenções citadas corresponde a 1453,67 de somatório da margem para todos os 14 cenários a ela associada, com margem

total por cenários equivalente a 103,83. A programação ótima, mesmo com as manutenções de caráter de urgência, apresenta um crescimento de 13,94% de margem de potência aparente por cenário em comparação com a programação solicitada pelos agentes.

—

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

A presente Dissertação apresentou uma metodologia para ser aplicada em um dos problemas encontrados na etapa de planejamento da operação de sistemas elétricos de potência: o agendamento de intervenções em redes elétricas, o qual foi apresentado no Capítulo 2. A tarefa de coordenar as programações de intervenção é caracterizada por possuir um alto grau de complexidade, principalmente, quando são considerados o crescente número de agentes envolvidos, o número de equipamentos em operação e os critérios adotados para garantir uma operação segura, respeitando os limites operativos estabelecidos.

Conforme visto no Capítulo 3, a utilização de algoritmos evolutivos, em especial, meta-heurísticas, para a solução de problemas de natureza combinatória se apresenta como uma interessante alternativa na busca por soluções ótimas.

A metodologia proposta neste trabalho se fundamentou na utilização de AG com estratégia de repopulações de gerações aplicando o operador de elitismo. A principal finalidade foi de preservar soluções de boa qualidade ao longo do processo evolutivo, prezando pelo balanceamento adequado entre a exploração e intensificação. Ressalta-se, ainda, que a metodologia é capaz de avaliar, de forma inteligente e sistemática, o conjunto de solicitações de intervenções encaminhadas pelos agentes de transmissão e indicar uma programação de desligamentos que atenda o objetivo definido, ao mesmo tempo em que se garante o atendimento às restrições do problema. Neste trabalho, o objetivo central foi a maximização da margem de segurança da operação durante os períodos de tempo em que os desligamentos ocorrem. Tal objetivo vai ao encontro do interesse do operador independente, o qual tem como preocupação principal garantir a operação segura do

sistema.

Foram investigadas duas métricas para representar a margem de segurança da operação: a margem média de potência nos ramos e a margem mínima de potência nos ramos, ambas calculadas considerando-se todo o período em que os desligamentos ocorrem. Tais métricas foram utilizadas, de forma independente, como função objetivo do problema, em que o intuito foi maximizá-las. A escolha da métrica utilizada deve ser avaliada pelo analista, com base na experiência e nas características da rede elétrica. Quando guiada pela margem média de potência, a otimização apresenta resultados sistêmicos, enquanto otimização guiada pela margem mínima de potência apresenta resultados locais, podendo ser utilizada, por exemplo, para obter soluções orientadas para ramos específicos do sistema. Na implementação da solução via AG, a função aptidão contemplou, em cada caso, a métrica sendo considerada e, também, as restrições operativas, cujas violações foram penalizadas de forma a degradar a aptidão dos indivíduos para os quais tais violações ocorreram. Foi adotada a codificação inteira para representar cada indivíduo, com cada gene correspondendo ao horário inicial de um dos desligamentos a serem programados (variáveis de decisão). Ao longo do processo evolutivo foram avaliados diversos cenários de operação, cada um correspondendo a uma dada condição de geração, de carga e de topologia da rede, contemplando não apenas a ocorrência dos desligamentos, mas também de um conjunto de contingências predefinido.

Resultados promissores foram apresentados no Capítulo 5 com as programações otimizadas que foram obtidas em simulações utilizando os sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras. Em todos os casos foi possível obter, de forma sistemática, programações de intervenções que buscaram maximizar a margem de segurança e respeitar os limites operativos, os quais em muitos casos estariam presentes caso a programação solicitada pelos agentes fosse aceita. Os resultados mostraram, também, que a otimização da margem de segurança não requer que todos os desligamentos sejam deslocados para períodos de carga leve.

A utilização da tabela de dispersão (*hash table*) como técnica de inserção e consulta de dados na busca por soluções pelo AG reduziu, consideravelmente, o esforço computacional, seja na obtenção do estado operativo da rede, a partir do algoritmo de fluxo de potência ou na avaliação de cenários idênticos para diferentes programações de desligamentos. O tempo médio de execução do algoritmo para obter a solução ótima foi de 26 minutos nos sistemas IEEE 30, 57 e 118 barras.

6.2 Trabalhos Futuros

Há oportunidades de aprimoramento na avaliação das programações de desligamento que podem ser desenvolvidas em trabalhos futuros, entre os quais podem ser citados:

- O número de gerações preestabelecido foi utilizado como critério de parada na busca por soluções pelo AG. Entretanto, a metodologia é bastante flexível, sendo possível utilizar outros critérios de parada. Um exemplo, é utilizar a margem de potência média considerada aceitável pelo operador independente ou a margem mínima em um ramo de interesse. Nestes casos, a busca por soluções de melhor qualidade seria interrompida, quando a margem alvo fosse atingida.
- A aplicação realizada nesta Dissertação requer uma base de dados prévia sobre a qual são realizadas consultas para avaliação das soluções. Em sistemas de grande porte, em que a dinamicidade da topologia e demanda são peculiares, prover uma base de dados com todas as informações necessárias pode representar um grande desafio e estratégias para adaptação da base de dados construída devem ser investigadas.
- Os agentes proprietários dos equipamentos e o operador independente compartilham interesses não somente no atendimento às solicitações encaminhadas quanto também na garantia da segurança na operação do sistema. A postergação de uma intervenção pode ter como consequência um desligamento fortuito, ocasionando em possíveis descontos nos recebíveis da transmissora e reduzindo a confiabilidade da rede. Como continuidade desta pesquisa se vislumbra também a inclusão de objetivos relacionados à minimização de desvios entre os horários solicitados pelos agentes proprietários e aqueles efetivamente aprovados pelo operador independente, de modo semelhante ao abordado em [28], passando-se assim a ter um problema de otimização multiobjetivo.
- A consideração do redespacho de geração e, por consequência, os custos associados com a garantia da segurança sistêmica em prol da viabilidade da programação de desligamentos também se apresenta como um interessante campo para estudo.

Referências

- [1] CARVALHO, R. G. Análise dos Resultados dos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. 97 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2011.
- [2] ANEEL. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica – Módulo 4 – Prestação dos Serviços. 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_2.pdf>.
- [3] ROBERTO, M. L. R. Programação ótima de Desligamentos em Redes de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos. 124 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.
- [4] BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>.
- [5] ONS. Submódulo 4.2 Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação - Procedimental. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [6] SOBRAL, F. R. Gestão de Intervenções no Sistema Interligado Nacional: Sugestão de Novos Critérios para o Processo. Monografia (Especialização em Administração) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.
- [7] SOUZA, J. C. S. de; FILHO, M. B. D. C.; ROBERTO, M. L. R. A genetic-based methodology for evaluating requested outages of power network elements. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 4, p. 2442–2449, 2011.
- [8] ZANGHI, R. Metodologia com base em Algoritmos Genéticos para Análise de Solicitações de Desligamentos em Redes Elétricas. 130 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.
- [9] ZANGHI, R.; Stacchini de Souza, J. C.; Do Coutto Filho, M. B.; ASSIS, T. M. Optimized coordination of transmission network outages in interconnected power grids. *Electric Power Systems Research*, v. 170, p. 72–80, 2019. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619300227>>.
- [10] ZANGHI, R.; SOUZA, J. C. S. de; FILHO, M. B. do C. Estratégias de diversificação para otimização da programação de intervenções em redes elétricas. *Anais do 12º Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional, ABRICOM*, outubro 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.21528%2Fcbic2015-034>>.
- [11] ONS. Submódulo 2.1 Definição das redes do Sistema Interligado Nacional - Definição. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

- [12] ONS. Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Critérios. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [13] ONS. Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Requisitos. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [14] LANGDON, W. B.; TRELEAVEN, P. C. Scheduling maintenance of electrical power transmission networks using genetic programming. *Artificial Intelligence Techniques in Power Systems*, Institution of Engineering and Technology, p. 220–237, 1997.
- [15] FROGER, A.; GENDREAU, M.; MENDOZA, J. E.; PINSON Éric; ROUSSEAU, L.-M. Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review. *European Journal of Operational Research*, v. 251, n. 3, p. 695–706, 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221715008012>>.
- [16] PEREZ-CANTO, S.; RUBIO-ROMERO, J. C. A model for the preventive maintenance scheduling of power plants including wind farms. *Reliability Engineering System Safety*, v. 119, p. 67–75, 2013. ISSN 0951-8320. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951832013001002>>.
- [17] REIHANI, E.; SARIKHANI, A.; DAVODI, M.; DAVODI, M. Reliability based generator maintenance scheduling using hybrid evolutionary approach. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 42, n. 1, p. 434–439, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512001160>>.
- [18] EKPENYONG, U. E.; ZHANG, J.; XIA, X. An improved robust model for generator maintenance scheduling. *Electric Power Systems Research*, v. 92, p. 29–36, 2012. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612001654>>.
- [19] LV, C.; WANG, J.; SUN, P. Short-term transmission maintenance scheduling based on the benders decomposition. In: 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.
- [20] KIM, H.; HAYASHI, Y.; NARA, K. An algorithm for thermal unit maintenance scheduling through combined use of GA, SA and TS. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p. 329–335, 1997.
- [21] TOUBEAU, J.-F.; PARDOEN, L.; HUBERT, L.; MARENNE, N.; SPROTEN, J.; GRÈVE, Z. D.; VALLÉE, F. Machine learning-assisted outage planning for maintenance activities in power systems with renewables. *Energy*, v. 238, p. 121993, 2022. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221022416>>.
- [22] PEREIRA, F. E. L.; PRADA, R. B.; MELO, A. C. G. D.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. da Guia da. Determinação do intervalo de manutenção programada da proteção de linhas de transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade. *Revista Controle Automação, Sociedade Brasileira de Automática*, v. 22, p. 523–534., outubro 2011. ISSN 0103-1759.

- [23] ARDABILI, H. A. R.; HAGHIFAM, M.-R.; ABEDI, S. M. A stochastic markov model for maintenance scheduling in the presence of online monitoring system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 4, p. 2831–2842, 2022.
- [24] NETO, J. E. A.; MORETTI, A. C.; CASTRO, C. A. Transmission asset maintenance programming optimization - the brazilian electric system case. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 5, p. 1414–1420, 2015.
- [25] EVANGELISTA, J.; NETO, A. Programação Eficiente da Manutenção dos Ativos de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, São Paulo, 2020.
- [26] ROBERTO, M. L. R.; SOUZA, J. C. S. de; FILHO, M. B. D. C.; SCHILLING, M. T. Programação Ótima de desligamentos em redes de energia elétrica. X SEPOPE, maio 2006.
- [27] ROBERTO, M. L. R.; SOUZA, J. C. S. de; FILHO, M. B. D. C.; SCHILLING, M. T. Programação ótima de desligamentos em redes de energia elétrica. SNPTEE, outubro 2007.
- [28] ZANGHI, R. Meta-heurísticas aplicadas ao Agendamento de Intervenções em Redes Elétricas. 281 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.
- [29] ONS. Submódulo 9.1 Indicadores de confiabilidade da Rede - Indicadores. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [30] HAUPT, R. L.; HAUPT, S. E. *Practical Genetic Algorithms*. United States of America: John Wiley & Sons, 2004. ISBN 0-471-45565-2.
- [31] TALBI. *Metaheuristics : from design to implementation*. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons, 2009. ISBN 978-0-470-27858-1.
- [32] CHOPARD, B.; TOMASSINI, M. *An Introduction to Metaheuristics for Optimization*. Switzerland: Springer, 2018. ISBN 978-3-319-93072-5.
- [33] ROTHLAUF, F. *Design of Modern Heuristics Principles and Application*. New York: Springer, 2011. ISBN 978-3-540-72961-7.
- [34] HOLLAND, J. H. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press, 1975.
- [35] ARQUB, O. A.; ABO-HAMMOUR, Z. Numerical solution of systems of second-order boundary value problems using continuous genetic algorithm. *Information Sciences*, Elsevier, v. 279, p. 396–415, set. 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ins.2014.03.128>>.
- [36] KAPSALIS, A.; RAYWARD-SMITH, V.; SMITH, G. Solving the graphical steiner tree problem using genetic algorithms. *Journal of the Operational Research Society*, v. 44, abr 1993.
- [37] GREFENSTETTE, J. J. Optimization of control parameters for genetic algorithms. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, v. 16, n. 1, p. 122–128, 1986.

- [38] MICHALEWICZ, Z. Genetic algorithms + data structures = evolution programs. 3. ed. Berlin, Germany: Springer, 2011.
- [39] REEVES, C. R. A genetic algorithm for flowshop sequencing. *Computers Operations Research*, v. 22, n. 1, p. 5–13, 1995. ISSN 0305-0548. Genetic Algorithms. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0305054893E0014K>>.
- [40] SPEARS, W. M. Crossover or mutation? In: WHITLEY, L. D. (Ed.). *Foundations of Genetic Algorithms*. Elsevier, 1993, (Foundations of Genetic Algorithms, v. 2). p. 221–237. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080948324500209>>.
- [41] KOREJO, I.; YANG, S.; LI, C. A directed mutation operator for real coded genetic algorithms. In: *Applications of Evolutionary Computation*. Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 491–500. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-12239-2_51>.
- [42] ROTHLAUF, F. *Representations for Genetic and Evolutionary Algorithms*. New York: Springer, 2006. ISBN 10 3-540-25059-X.
- [43] LUKE, S. *Essentials of Metaheuristics*. Lulu, 2009. Disponível em: <<https://cs.gmu.edu/~sean/book/metaheuristics/>>.
- [44] DEB, K.; AGRAWAL, R. B. Simulated binary crossover for continuous search space. *Complex Syst.*, v. 9, 1995.
- [45] BLUM, C.; ROLI, A. Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. *ACM Comput. Surv.*, Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, v. 35, n. 3, p. 268–308, sep 2003. ISSN 0360-0300. Disponível em: <<https://doi.org/10.1145/937503.937505>>.
- [46] GENDREAU, M.; POTVIN, J.-Y. (Ed.). *Handbook of Metaheuristics*. 2. ed. New York, NY: Springer, 2010. (International series in operations research & management science).
- [47] GOLDBERG, D. E.; DEB, K. A comparative analysis of selection schemes used in genetic algorithms. In: RAWLINS, G. J. (Ed.). Elsevier, 1991, (Foundations of Genetic Algorithms, v. 1). p. 69–93. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080506845500082>>.
- [48] MITCHELL, M. *An Introduction to Genetic Algorithms*. Cambridge, MA, USA: MIT Press, 1998. ISBN 0262631857.
- [49] ESHELMAN, L. J.; CARUANA, R. A.; SCHAFFER, J. D. Biases in the crossover landscape. In: *Proceedings of the Third International Conference on Genetic Algorithms*. San Francisco, CA, USA: Morgan Kaufmann Publishers Inc., 1989. p. 10–19. ISBN 1558600063.
- [50] HOFFMEISTER, F. A.; BÄCK, T. Genetic algorithms and evolution strategies: Similarities and differences. In: *Parallel Problem Solving from Nature*. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. p. 455–469.

- [51] SYSWERDA, G. Uniform crossover in genetic algorithms. In: . [S.l.: s.n.], 1989. v. 3, p. 2–9.
- [52] KRAMER, O. Genetic algorithm essentials. 1. ed. Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2017. (Studies in computational intelligence).
- [53] GEN, M.; CHENG, R. A survey of penalty techniques in genetic algorithms. Proceedings of IEEE International Conference on Evolutionary Computation, p. 804–809, 1996.
- [54] MICHALEWICZ, Z.; JANIKOW, C. Z. Handling constraints in genetic algorithms. In: ICGA. [S.l.: s.n.], 1991.
- [55] KURI-MORALES, A. F.; GUTIÉRREZ-GARCÍA, J. Penalty function methods for constrained optimization with genetic algorithms: A statistical analysis. In: COELLO, C. A. C.; ALBORNOZ, A. de; SUCAR, L. E.; BATTISTUTTI, O. C. (Ed.). MICAI 2002: Advances in Artificial Intelligence. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2002. p. 108–117. ISBN 978-3-540-46016-9.
- [56] JAIN, B. J.; POHLHEIM, H.; WEGENER, J. On termination criteria of evolutionary algorithms. In: Proceedings of the 3rd Annual Conference on Genetic and Evolutionary Computation. [S.l.: s.n.], 2001. p. 768–768.
- [57] AYTUG, H.; KOEHLER, G. J. New stopping criterion for genetic algorithms. European Journal of Operational Research, v. 126, n. 3, p. 662–674, 2000. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221799003215>>.
- [58] GREENHALGH, D.; MARSHALL, S. Convergence criteria for genetic algorithms. SIAM j. comput., Society for Industrial & Applied Mathematics (SIAM), v. 30, n. 1, p. 269–282, jan. 2000.
- [59] URSEM, R. K. Diversity-guided evolutionary algorithms. In: Parallel Problem Solving from Nature — PPSN VII. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2002, (Lecture notes in computer science). p. 462–471.
- [60] MORGADO, A. C. de O. Análise combinatória e probabilidade. Sociedade Brasileira de Matemática, Rio de Janeiro, 1991.
- [61] SZWARCFITER, J. L.; MARKENZON, L. Estruturas de dados e seus algoritmos. [S.l.]: Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2010. ISBN 978-85-216-2994-8.
- [62] SHUKLA, A.; PANDEY, H. M.; MEHROTRA, D. Comparative review of selection techniques in genetic algorithm. In: 2015 International Conference on Futuristic Trends on Computational Analysis and Knowledge Management. [S.l.: s.n.], 2015. p. 515–519.
- [63] CATARINA, A. S.; BACH, S. L. Estudo do efeito dos parâmetros genéticos sobre a solução otimizada e sobre o tempo de convergência em algoritmos genéticos com codificações binária e real. Acta Scientiarum. Technology, v. 25, n. 2, p. 147–152, 2003.
- [64] CHRISTIE, R. D. Power Systems Test Case Archive. 1999. Acessado em 20/08/2022. Disponível em: <<http://labs.ece.uw.edu/pstca/>>.

-
- [65] AL-ROOMI, A. R. Power Flow Test Systems Repository. 2015. Acessado em 20/08/2022. Disponível em: <<https://al-roomi.org/power-flow>>.

APÊNDICE A – Sistemas Testes

A.1 Configuração do Sistema IEEE 30 Barras

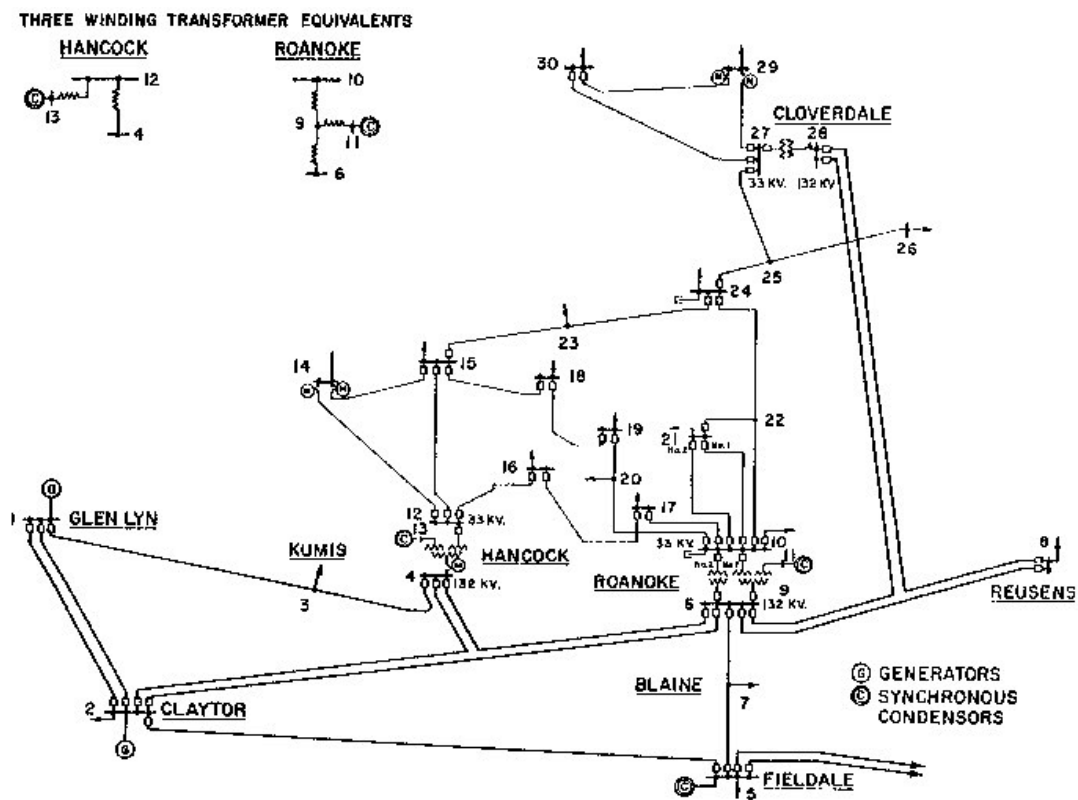


Figura A.1: Sistema IEEE 30 barras

[64]

A.1.1 Dados de Rede

Tabela A.1: Bancos de capacitores para o sistema IEEE 30 barras

Barra	Susceptância Shunt B (pu)
10	0,190
24	0,043

Tabela A.2: Dados de rede para o sistema IEEE 30 barras

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	2	0,0194	0,0592	0,0528
1	3	0,0452	0,1652	0,0408
2	4	0,0570	0,1763	0,0368
3	4	0,0132	0,0379	0,0084
2	5	0,0472	0,1983	0,0418
2	6	0,0581	0,1763	0,0374
4	6	0,0119	0,0414	0,0090
5	7	0,0460	0,1160	0,0204
6	7	0,0267	0,0820	0,0170
6	8	0,0120	0,0420	0,0090
6	9	0,0000	0,2080	0,0000
6	10	0,0000	0,5560	0,0000
9	11	0,0000	0,2080	0,0000
9	10	0,0000	0,1100	0,0000
4	12	0,0000	0,2560	0,0000
12	13	0,0000	0,1400	0,0000
12	14	0,1231	0,2559	0,0000
12	15	0,0662	0,1304	0,0000
12	16	0,0945	0,1987	0,0000
14	15	0,2210	0,1997	0,0000
16	17	0,0524	0,1923	0,0000
15	18	0,1073	0,2185	0,0000
18	19	0,0639	0,1292	0,0000
19	20	0,0340	0,0680	0,0000
10	20	0,0936	0,2090	0,0000
10	17	0,0324	0,0845	0,0000
10	21	0,0348	0,0749	0,0000
10	22	0,0727	0,1499	0,0000
21	22	0,0116	0,0236	0,0000
15	23	0,1000	0,2020	0,0000

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
22	24	0,1150	0,1790	0,0000
23	24	0,1320	0,2700	0,0000
24	25	0,1885	0,3292	0,0000
25	26	0,2544	0,3800	0,0000
25	27	0,1093	0,2087	0,0000
28	27	0,0000	0,3960	0,0000
27	29	0,2198	0,4153	0,0000
27	30	0,3202	0,6027	0,0000
29	30	0,2399	0,4533	0,0000
8	28	0,0636	0,2000	0,0428
6	28	0,0169	0,0599	0,0130

A.1.2 Dados de Carga

Tabela A.3: Dados para perfil de demanda leve para o sistema IEEE 30 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	138,7733	0,0000	0,0000
2	1	21,3333	11,5733	6,7733
3	0	-	1,2800	0,6400
4	0	-	4,0533	0,8533
5	1	0,0000	50,2400	10,1333
6	0	-	0,0000	0,0000
7	0	-	12,1600	5,8133
8	1	0,0000	16,0000	16,0000
9	0	-	0,0000	0,0000
10	0	-	3,0933	1,0667
11	1	0,0000	0,0000	0,0000
12	0	-	5,9733	4,0000
13	1	0,0000	0,0000	0,0000
14	0	-	3,3067	0,8533
15	0	-	4,3733	1,3333
16	0	-	1,8667	0,9600
17	0	-	4,8000	3,0933
18	0	-	1,7067	0,4800
19	0	-	5,0667	1,8133
20	0	-	1,1733	0,3733
21	0	-	9,3333	5,9733
22	0	-	0,0000	0,0000
23	0	-	1,7067	0,8533
24	0	-	4,6400	3,5733
25	0	-	0,0000	0,0000
26	0	-	1,8667	1,2267
27	0	-	0,0000	0,0000
28	0	-	0,0000	0,0000
29	0	-	1,2800	0,4800
30	0	-	5,6533	1,0133

Tabela A.4: Dados para perfil de demanda média para o sistema IEEE 30 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	147,4467	0,0000	0,0000
2	1	22,6667	12,2967	7,1967
3	0	-	1,3600	0,6800
4	0	-	4,3067	0,9067
5	1	0,0000	53,3800	10,7667
6	0	-	0,0000	0,0000
7	0	-	12,9200	6,1767
8	1	0,0000	17,0000	17,0000
9	0	-	0,0000	0,0000
10	0	-	3,2867	1,1333
11	1	0,0000	0,0000	0,0000
12	0	-	6,3467	4,2500
13	1	0,0000	0,0000	0,0000
14	0	-	3,5133	0,9067
15	0	-	4,6467	1,4167
16	0	-	1,9833	1,0200
17	0	-	5,1000	3,2867
18	0	-	1,8133	0,5100
19	0	-	5,3833	1,9267
20	0	-	1,2467	0,3967
21	0	-	9,9167	6,3467
22	0	-	0,0000	0,0000
23	0	-	1,8133	0,9067
24	0	-	4,9300	3,7967
25	0	-	0,0000	0,0000
26	0	-	1,9833	1,3033
27	0	-	0,0000	0,0000
28	0	-	0,0000	0,0000
29	0	-	1,3600	0,5100
30	0	-	6,0067	1,0767

Tabela A.5: Dados para perfil de demanda pesada para o sistema IEEE 30 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	173,4667	0,0000	0,0000
2	1	26,6667	14,4667	8,4667
3	0	-	1,6000	0,8000
4	0	-	5,0667	1,0667
5	1	0,0000	62,8000	12,6667
6	0	-	0,0000	0,0000
7	0	-	15,2000	7,2667
8	1	0,0000	20,0000	20,0000
9	0	-	0,0000	0,0000
10	0	-	3,8667	1,3333
11	1	0,0000	0,0000	0,0000
12	0	-	7,4667	5,0000
13	1	0,0000	0,0000	0,0000
14	0	-	4,1333	1,0667
15	0	-	5,4667	1,6667
16	0	-	2,3333	1,2000
17	0	-	6,0000	3,8667
18	0	-	2,1333	0,6000
19	0	-	6,3333	2,2667
20	0	-	1,4667	0,4667
21	0	-	11,6667	7,4667
22	0	-	0,0000	0,0000
23	0	-	2,1333	1,0667
24	0	-	5,8000	4,4667
25	0	-	0,0000	0,0000
26	0	-	2,3333	1,5333
27	0	-	0,0000	0,0000
28	0	-	0,0000	0,0000
29	0	-	1,6000	0,6000
30	0	-	7,0667	1,2667

(*) Tipos de Barra

Tipo 0 – Barra PQ

Tipo 1 – Barra PV

Tipo 2 – Barra de Referência

A.1.3 Limites de Potência Reativa dos Geradores

Tabela A.6: Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 30 barras

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
2	0,50	-0,40
5	0,40	-0,40
8	0,40	-0,10
11	0,24	-0,60
13	0,24	-0,60

A.1.4 Limites Operativos

Tabela A.8: Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 30 barras

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
1	2	2,359	1,769
1	3	2,479	1,859
2	4	0,783	0,588
3	4	2,359	1,769
2	5	1,107	0,830
2	6	0,908	0,681
4	6	1,439	1,079
5	7	0,940	0,705
6	7	1,133	0,849
6	8	0,487	0,365
6	9	0,521	0,391

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
6	10	0,294	0,221
9	11	0,282	0,212
9	10	0,491	0,369
4	12	0,588	0,441
12	13	0,325	0,244
12	14	0,183	0,137
12	15	0,263	0,197
12	16	0,172	0,129
14	15	0,123	0,092
16	17	0,190	0,142
15	18	0,170	0,127
18	19	0,138	0,103
19	20	0,186	0,139
10	20	0,208	0,156
10	17	0,265	0,199
10	21	0,291	0,218
10	22	0,271	0,203
21	22	0,211	0,159
15	23	0,142	0,106
22	24	0,217	0,163
23	24	0,137	0,102
24	25	0,191	0,144
25	26	0,064	0,048
25	27	0,149	0,112
28	27	0,247	0,185
27	29	0,151	0,113
27	30	0,150	0,113
29	30	0,125	0,094
8	28	0,295	0,221
6	28	0,443	0,332

A.2 Configuração do Sistema IEEE 57

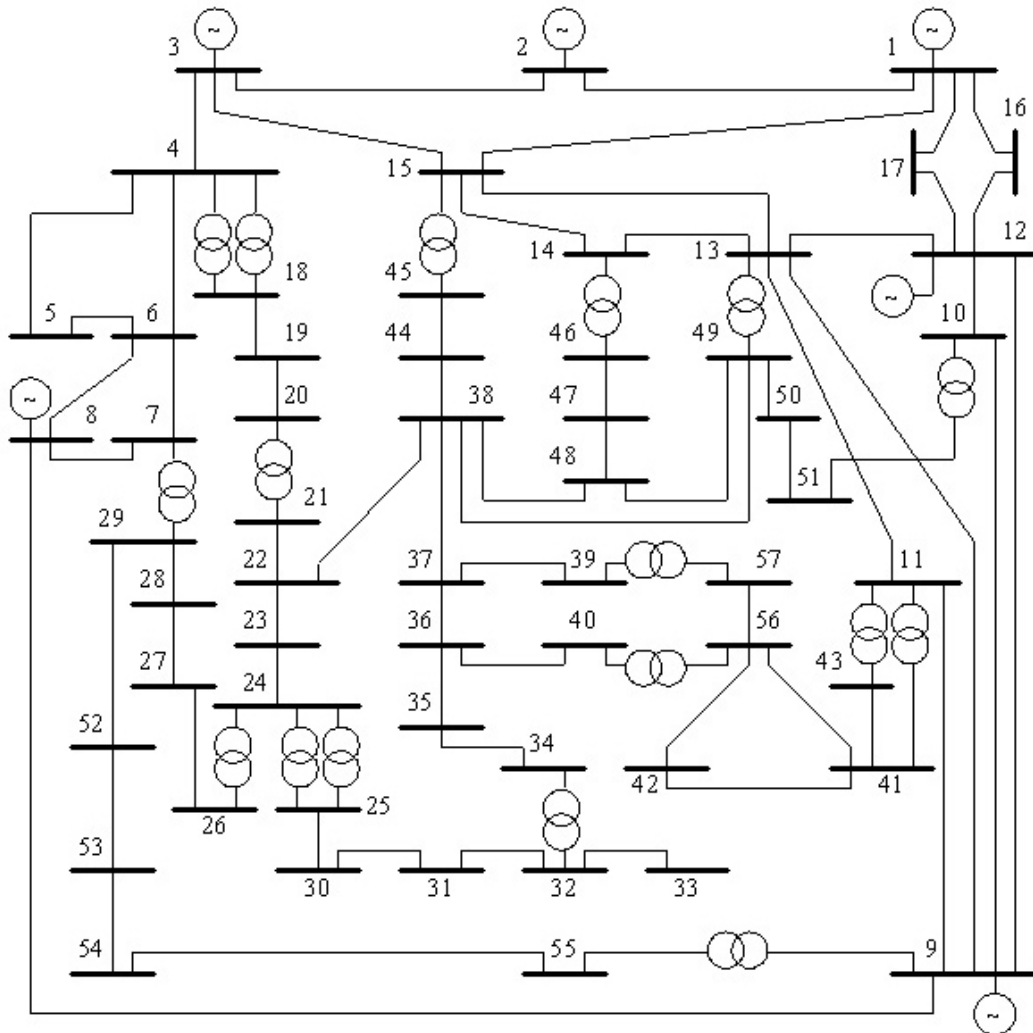


Figura A.2: Sistema IEEE 57 barras

[65]

O diagrama da Figura A.2 está disponível em <https://al-roomi.org/power-flow/118-bus-system>.

A.2.1 Dados de Rede

Tabela A.9: Bancos de capacitores para o sistema IEEE 57 barras

Barra	Susceptância Shunt B (pu)
18	0,100
25	0,059
53	0,063

Tabela A.10: Dados de rede para o sistema IEEE 57 barras

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	2	0,0083000	0,0280000	0,1290000
2	3	0,0298000	0,0850000	0,0818000
3	4	0,0112000	0,0366000	0,0380000
4	5	0,0625000	0,1320000	0,0258000
4	6	0,0430000	0,1480000	0,0348000
6	7	0,0200000	0,1020000	0,0276000
6	8	0,0339000	0,1730000	0,0470000
8	9	0,0099000	0,0505000	0,0548000
9	10	0,0369000	0,1679000	0,0440000
9	11	0,0258000	0,0848000	0,0218000
9	12	0,0648000	0,2950000	0,0772000
9	13	0,0481000	0,1580000	0,0406000
13	14	0,0132000	0,0434000	0,0110000
13	15	0,0269000	0,0869000	0,0230000
1	15	0,0178000	0,0910000	0,0988000
1	16	0,0454000	0,2060000	0,0546000
1	17	0,0238000	0,1080000	0,0286000
3	15	0,0162000	0,0530000	0,0544000
4	18	0,0000000	0,2422840	0,0000000
5	6	0,0302000	0,0641000	0,0124000
7	8	0,0139000	0,0712000	0,0194000
10	12	0,0277000	0,1262000	0,0328000

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
11	13	0,0223000	0,0732000	0,0188000
12	13	0,0178000	0,0580000	0,0604000
12	16	0,0180000	0,0813000	0,0216000
12	17	0,0397000	0,1790000	0,0476000
14	15	0,0171000	0,0547000	0,0148000
18	19	0,4610000	0,6850000	0,0000000
19	20	0,2830000	0,4340000	0,0000000
21	20	0,0000000	0,7767000	0,0000000
21	22	0,0736000	0,1170000	0,0000000
22	23	0,0099000	0,0152000	0,0000000
23	24	0,1660000	0,2560000	0,0084000
24	25	0,0000000	0,6027610	0,0000000
24	26	0,0000000	0,0473000	0,0000000
26	27	0,1650000	0,2540000	0,0000000
27	28	0,0618000	0,0954000	0,0000000
28	29	0,0418000	0,0587000	0,0000000
7	29	0,0000000	0,0648000	0,0000000
25	30	0,1350000	0,2020000	0,0000000
30	31	0,3260000	0,4970000	0,0000000
31	32	0,5070000	0,7550000	0,0000000
32	33	0,0392000	0,0360000	0,0000000
34	32	0,0000000	0,9530000	0,0000000
34	35	0,0520000	0,0780000	0,0032000
35	36	0,0430000	0,0537000	0,0016000
36	37	0,0290000	0,0366000	0,0000000
37	38	0,0651000	0,1009000	0,0020000
37	39	0,0239000	0,0379000	0,0000000
36	40	0,0300000	0,0466000	0,0000000
22	38	0,0192000	0,0295000	0,0000000
11	41	0,0000000	0,7490000	0,0000000
41	42	0,2070000	0,3520000	0,0000000
41	43	0,0000000	0,4120000	0,0000000

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
38	44	0,0289000	0,0585000	0,0020000
15	45	0,0000000	0,1042000	0,0000000
14	46	0,0000000	0,0735000	0,0000000
46	47	0,0230000	0,0680000	0,0032000
47	48	0,0182000	0,0233000	0,0000000
48	49	0,0834000	0,1290000	0,0048000
49	50	0,0801000	0,1280000	0,0000000
50	51	0,1386000	0,2200000	0,0000000
10	51	0,0000000	0,0712000	0,0000000
13	49	0,0000000	0,1910000	0,0000000
29	52	0,1442000	0,1870000	0,0000000
52	53	0,0762000	0,0984000	0,0000000
53	54	0,1878000	0,2320000	0,0000000
54	55	0,1732000	0,2265000	0,0000000
11	43	0,0000000	0,1530000	0,0000000
44	45	0,0624000	0,1242000	0,0040000
40	56	0,0000000	1,1950000	0,0000000
56	41	0,5530000	0,5490000	0,0000000
56	42	0,2125000	0,3540000	0,0000000
39	57	0,0000000	1,3550000	0,0000000
57	56	0,1740000	0,2600000	0,0000000
38	49	0,1150000	0,1770000	0,0030000
38	48	0,0312000	0,0482000	0,0000000
9	55	0,0000000	0,1205000	0,0000000

A.2.2 Dados de Carga

Tabela A.11: Dados para perfil de demanda leve no sistema IEEE 57 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	128,9000	35,2000	10,8800
2	1	0,0000	1,9200	56,3200
3	1	60,0000	26,2400	13,4400
4	0	0,0000	0,0000	0,0000
5	0	0,0000	8,3200	2,5600
6	1	0,0000	48,0000	1,2800
7	0	0,0000	0,0000	0,0000
8	1	300,0000	96,0000	14,0800
9	1	0,0000	77,4400	16,6400
10	0	0,0000	3,2000	1,2800
11	0	0,0000	0,0000	0,0000
12	1	300,0000	241,2800	15,3600
13	0	0,0000	11,5200	1,4720
14	0	0,0000	6,7200	3,3920
15	0	0,0000	14,0800	3,2000
16	0	0,0000	27,5200	1,9200
17	0	0,0000	26,8800	5,1200
18	0	0,0000	17,4080	6,2720
19	0	0,0000	2,1120	0,3840
20	0	0,0000	1,4720	0,6400
21	0	0,0000	0,0000	0,0000
22	0	0,0000	0,0000	0,0000
23	0	0,0000	4,0320	1,3440
24	0	0,0000	0,0000	0,0000
25	0	0,0000	4,0320	2,0480
26	0	0,0000	0,0000	0,0000
27	0	0,0000	5,9520	0,3200
28	0	0,0000	2,9440	1,4720
29	0	0,0000	10,8800	1,6640
30	0	0,0000	2,3040	1,1520

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
31	0	0,0000	3,7120	1,8560
32	0	0,0000	1,0240	0,5120
33	0	0,0000	2,4320	1,2160
34	0	0,0000	0,0000	0,0000
35	0	0,0000	3,8400	1,9200
36	0	0,0000	0,0000	0,0000
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	8,9600	4,4800
39	0	0,0000	0,0000	0,0000
40	0	0,0000	0,0000	0,0000
41	0	0,0000	4,0320	1,9200
42	0	0,0000	4,5440	2,8160
43	0	0,0000	1,2800	0,6400
44	0	0,0000	7,6800	1,1520
45	0	0,0000	0,0000	0,0000
46	0	0,0000	0,0000	0,0000
47	0	0,0000	19,0080	7,4240
48	0	0,0000	0,0000	0,0000
49	0	0,0000	11,5200	5,4400
50	0	0,0000	13,4400	6,7200
51	0	0,0000	11,5200	3,3920
52	0	0,0000	3,1360	1,4080
53	0	0,0000	12,8000	6,4000
54	0	0,0000	2,6240	0,8960
55	0	0,0000	4,3520	2,1760
56	0	0,0000	4,8640	1,4080
57	0	0,0000	4,2880	1,2800

Tabela A.12: Dados para perfil de demanda média no sistema IEEE 57 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	240,0000	37,4000	11,5600
2	1	0,0000	2,0400	59,8400
3	1	70,0000	27,8800	14,2800
4	0	0,0000	0,0000	0,0000
5	0	0,0000	8,8400	2,7200
6	1	0,0000	51,0000	1,3600
7	0	0,0000	0,0000	0,0000
8	1	310,0000	102,0000	14,9600
9	1	0,0000	82,2800	17,6800
10	0	0,0000	3,4000	1,3600
11	0	0,0000	0,0000	0,0000
12	1	310,0000	256,3600	16,3200
13	0	0,0000	12,2400	1,5640
14	0	0,0000	7,1400	3,6040
15	0	0,0000	14,9600	3,4000
16	0	0,0000	29,2400	2,0400
17	0	0,0000	28,5600	5,4400
18	0	0,0000	18,4960	6,6640
19	0	0,0000	2,2440	0,4080
20	0	0,0000	1,5640	0,6800
21	0	0,0000	0,0000	0,0000
22	0	0,0000	0,0000	0,0000
23	0	0,0000	4,2840	1,4280
24	0	0,0000	0,0000	0,0000
25	0	0,0000	4,2840	2,1760
26	0	0,0000	0,0000	0,0000
27	0	0,0000	6,3240	0,3400
28	0	0,0000	3,1280	1,5640
29	0	0,0000	11,5600	1,7680
30	0	0,0000	2,4480	1,2240

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
31	0	0,0000	3,9440	1,9720
32	0	0,0000	1,0880	0,5440
33	0	0,0000	2,5840	1,2920
34	0	0,0000	0,0000	0,0000
35	0	0,0000	4,0800	2,0400
36	0	0,0000	0,0000	0,0000
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	9,5200	4,7600
39	0	0,0000	0,0000	0,0000
40	0	0,0000	0,0000	0,0000
41	0	0,0000	4,2840	2,0400
42	0	0,0000	4,8280	2,9920
43	0	0,0000	1,3600	0,6800
44	0	0,0000	8,1600	1,2240
45	0	0,0000	0,0000	0,0000
46	0	0,0000	0,0000	0,0000
47	0	0,0000	20,1960	7,8880
48	0	0,0000	0,0000	0,0000
49	0	0,0000	12,2400	5,7800
50	0	0,0000	14,2800	7,1400
51	0	0,0000	12,2400	3,6040
52	0	0,0000	3,3320	1,4960
53	0	0,0000	13,6000	6,8000
54	0	0,0000	2,7880	0,9520
55	0	0,0000	4,6240	2,3120
56	0	0,0000	5,1680	1,4960
57	0	0,0000	4,5560	1,3600

Tabela A.13: Dados para perfil de demanda pesada no sistema IEEE 57 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	2	280,0000	44,0000	13,6000
2	1	0,0000	2,4000	70,4000
3	1	80,0000	32,8000	16,8000
4	0	0,0000	0,0000	0,0000
5	0	0,0000	10,4000	3,2000
6	1	0,0000	60,0000	1,6000
7	0	0,0000	0,0000	0,0000
8	1	330,0000	120,0000	17,6000
9	1	0,0000	96,8000	20,8000
10	0	0,0000	4,0000	1,6000
11	0	0,0000	0,0000	0,0000
12	1	330,0000	301,6000	19,2000
13	0	0,0000	14,4000	1,8400
14	0	0,0000	8,4000	4,2400
15	0	0,0000	17,6000	4,0000
16	0	0,0000	34,4000	2,4000
17	0	0,0000	33,6000	6,4000
18	0	0,0000	21,7600	7,8400
19	0	0,0000	2,6400	0,4800
20	0	0,0000	1,8400	0,8000
21	0	0,0000	0,0000	0,0000
22	0	0,0000	0,0000	0,0000
23	0	0,0000	5,0400	1,6800
24	0	0,0000	0,0000	0,0000
25	0	0,0000	5,0400	2,5600
26	0	0,0000	0,0000	0,0000
27	0	0,0000	7,4400	0,4000
28	0	0,0000	3,6800	1,8400
29	0	0,0000	13,6000	2,0800
30	0	0,0000	2,8800	1,4400

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
31	0	0,0000	4,6400	2,3200
32	0	0,0000	1,2800	0,6400
33	0	0,0000	3,0400	1,5200
34	0	0,0000	0,0000	0,0000
35	0	0,0000	4,8000	2,4000
36	0	0,0000	0,0000	0,0000
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	11,2000	5,6000
39	0	0,0000	0,0000	0,0000
40	0	0,0000	0,0000	0,0000
41	0	0,0000	5,0400	2,4000
42	0	0,0000	5,6800	3,5200
43	0	0,0000	1,6000	0,8000
44	0	0,0000	9,6000	1,4400
45	0	0,0000	0,0000	0,0000
46	0	0,0000	0,0000	0,0000
47	0	0,0000	23,7600	9,2800
48	0	0,0000	0,0000	0,0000
49	0	0,0000	14,4000	6,8000
50	0	0,0000	16,8000	8,4000
51	0	0,0000	14,4000	4,2400
52	0	0,0000	3,9200	1,7600
53	0	0,0000	16,0000	8,0000
54	0	0,0000	3,2800	1,1200
55	0	0,0000	5,4400	2,7200
56	0	0,0000	6,0800	1,7600
57	0	0,0000	5,3600	1,6000

(*) Tipos de Barra

Tipo 0 – Barra PQ

Tipo 1 – Barra PV

Tipo 2 – Barra de Referência

A.2.3 Limites de Potência Reativa dos Geradores

Tabela A.14: Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 57 barras

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
2	0,50	-0,17
3	0,06	-0,10
6	0,25	-0,08
8	2,00	-1,40
9	0,09	-0,03
12	1,55	-1,50

A.2.4 Limites Operativos

Tabela A.15: Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 57 barras

Barra	Tensão mínima (pu)	Tensão máxima (pu)
1	0,900	1,100
2	0,900	1,100
3	0,900	1,100
4	0,900	1,100
5	0,900	1,100
6	0,900	1,100
7	0,900	1,100
8	0,900	1,100
9	0,900	1,100
10	0,900	1,100
11	0,900	1,100
12	0,900	1,100

Barra	Tensão mínima (pu)	Tensão máxima (pu)
13	0,900	1,100
14	0,900	1,100
15	0,900	1,100
16	0,900	1,100
17	0,900	1,100
18	0,900	1,100
19	0,900	1,100
20	0,900	1,100
21	0,900	1,100
22	0,900	1,100
23	0,900	1,100
24	0,900	1,100
25	0,900	1,100
26	0,900	1,100
27	0,900	1,100
28	0,900	1,100
29	0,900	1,100
30	0,900	1,100
31	0,850	1,100
32	0,850	1,100
33	0,850	1,100
34	0,900	1,100
35	0,900	1,100
36	0,900	1,100
37	0,900	1,100
38	0,900	1,100
39	0,900	1,100
40	0,900	1,100
41	0,900	1,100
42	0,900	1,100
43	0,900	1,100
44	0,900	1,100

Barra	Tensão mínima (pu)	Tensão máxima (pu)
45	0,900	1,100
46	0,900	1,100
47	0,900	1,100
48	0,900	1,100
49	0,900	1,100
50	0,900	1,100
51	0,900	1,100
52	0,900	1,100
53	0,900	1,100
54	0,900	1,100
55	0,900	1,100
56	0,900	1,100
57	0,900	1,100

Tabela A.16: Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 57 barras

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
1	2	1,361	1,020
2	3	1,312	0,984
3	4	0,958	0,719
4	5	0,363	0,272
4	6	0,594	0,445
6	7	0,659	0,494
6	8	1,104	0,828
8	9	2,079	1,559
9	10	0,339	0,255
9	11	0,377	0,283

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
9	12	0,329	0,247
9	13	0,485	0,364
13	14	0,492	0,369
13	15	0,834	0,626
1	15	1,601	1,201
1	16	0,842	0,631
1	17	0,992	0,744
3	15	1,281	0,961
4	18	0,403	0,302
5	6	0,479	0,360
7	8	1,762	1,322
10	12	0,521	0,391
11	13	0,603	0,452
12	13	0,730	0,547
12	16	0,488	0,366
12	17	0,528	0,396
14	15	0,976	0,732
18	19	0,113	0,085
19	20	0,075	0,056
21	20	0,099	0,074
21	22	0,100	0,075
22	23	0,481	0,360
23	24	0,411	0,308
24	25	0,298	0,224
24	26	0,324	0,243
26	27	0,337	0,253
27	28	0,445	0,334
28	29	0,501	0,376
7	29	1,152	0,864
25	30	0,245	0,183
30	31	0,204	0,153
31	32	0,181	0,135

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
32	33	0,067	0,050
34	32	0,227	0,170
34	35	0,230	0,172
35	36	0,284	0,213
36	37	0,296	0,222
37	38	0,328	0,246
37	39	0,100	0,075
36	40	0,110	0,083
22	38	0,467	0,350
11	41	0,226	0,170
41	42	0,201	0,150
41	43	0,253	0,190
38	44	0,445	0,334
15	45	0,590	0,442
14	46	0,662	0,497
46	47	0,662	0,497
47	48	0,345	0,259
48	49	0,464	0,348
49	50	0,464	0,348
50	51	0,272	0,204
10	51	0,464	0,348
13	49	0,992	0,744
29	52	0,496	0,372
52	53	0,419	0,314
53	54	0,431	0,323
54	55	0,512	0,384
11	43	0,274	0,206
44	45	0,590	0,442
40	56	0,110	0,083
56	41	0,187	0,140
56	42	0,117	0,088
39	57	0,100	0,075

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
57	56	0,129	0,097
38	49	0,464	0,348
38	48	0,400	0,300
9	55	0,585	0,439

A.3 Configuração do Sistema IEEE 118

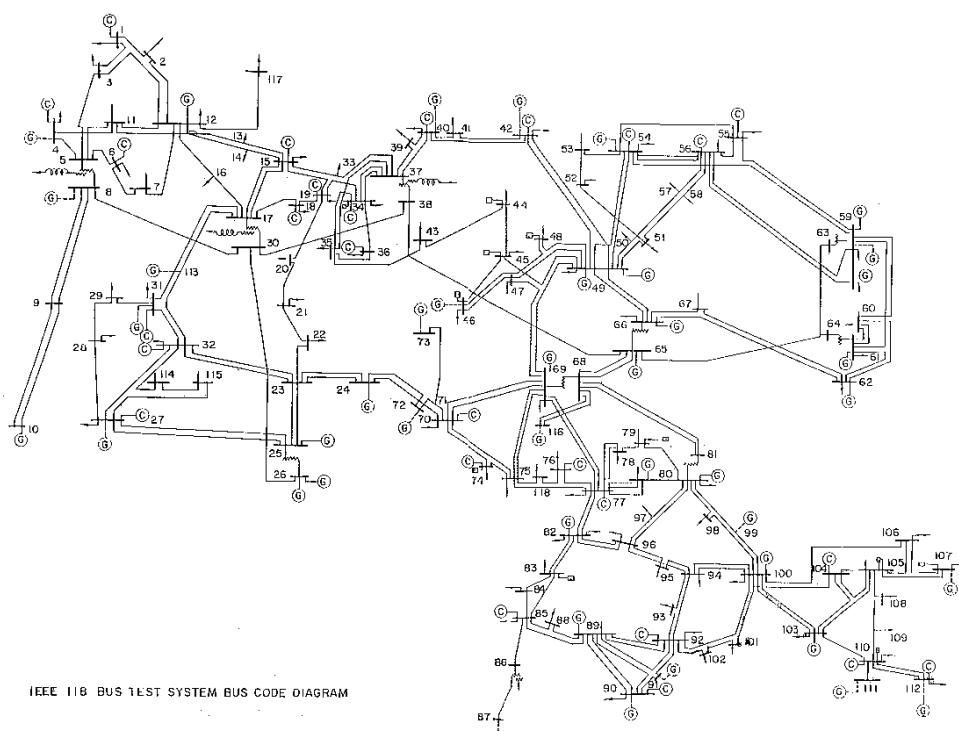


Figura A.3: Sistema IEEE 118 barras

[65]

O diagrama da Figura A.3 está disponível em <http://al-roomi.org/power-flow/118-bussystem>.

A.3.1 Dados de Rede

Tabela A.17: Bancos de capacitores (+) e reatores (-) para o sistema IEEE 118 barras

Barra	Susceptância Shunt B (pu)
5	-0,400
34	0,140
37	-0,250
44	0,100
45	0,100
46	0,100
48	0,150
74	0,120
79	0,200
82	0,200
83	0,100
105	0,200
107	0,600
110	0,600

Tabela A.18: Dados de rede para o sistema IEEE 118 barras

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	2	0,030300	0,099900	0,025400
1	3	0,012900	0,042400	0,010820
4	5	0,001760	0,007980	0,002100
3	5	0,024100	0,108000	0,028400
5	6	0,011900	0,054000	0,014260
6	7	0,004590	0,020800	0,005500
8	9	0,002440	0,030500	1,162000
8	5	0,000000	0,026700	0,000000
9	10	0,002580	0,032200	1,230000
4	11	0,020900	0,068800	0,017480
5	11	0,020300	0,068200	0,017380

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
11	12	0,005950	0,019600	0,005020
2	12	0,018700	0,061600	0,015720
3	12	0,048400	0,160000	0,040600
7	12	0,008620	0,034000	0,008740
11	13	0,022250	0,073100	0,018760
12	14	0,021500	0,070700	0,018160
13	15	0,074400	0,244400	0,062680
14	15	0,059500	0,195000	0,050200
12	16	0,021200	0,083400	0,021400
15	17	0,013200	0,043700	0,044400
16	17	0,045400	0,180100	0,046600
17	18	0,012300	0,050500	0,012980
18	19	0,011190	0,049300	0,011420
19	20	0,025200	0,117000	0,029800
15	19	0,012000	0,039400	0,010100
20	21	0,018300	0,084900	0,021600
21	22	0,020900	0,097000	0,024600
22	23	0,034200	0,159000	0,040400
23	24	0,013500	0,049200	0,049800
23	25	0,015600	0,080000	0,086400
26	25	0,000000	0,038200	0,000000
25	27	0,031800	0,163000	0,176400
27	28	0,019130	0,085500	0,021600
28	29	0,023700	0,094300	0,023800
30	17	0,000000	0,038800	0,000000
8	30	0,004310	0,050400	0,514000
26	30	0,007990	0,086000	0,908000
17	31	0,047400	0,156300	0,039900
29	31	0,010800	0,033100	0,008300
23	32	0,031700	0,115300	0,117300
31	32	0,029800	0,098500	0,025100
27	32	0,022900	0,075500	0,019260

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
15	33	0,038000	0,124400	0,031940
19	34	0,075200	0,247000	0,063200
35	36	0,002240	0,010200	0,002680
35	37	0,011000	0,049700	0,013180
33	37	0,041500	0,142000	0,036600
34	36	0,008710	0,026800	0,005680
34	37	0,002560	0,009400	0,009840
38	37	0,000000	0,037500	0,000000
37	39	0,032100	0,106000	0,027000
37	40	0,059300	0,168000	0,042000
30	38	0,004640	0,054000	0,422000
39	40	0,018400	0,060500	0,015520
40	41	0,014500	0,048700	0,012220
40	42	0,055500	0,183000	0,046600
41	42	0,041000	0,135000	0,034400
43	44	0,060800	0,245400	0,060680
34	43	0,041300	0,168100	0,042260
44	45	0,022400	0,090100	0,022400
45	46	0,040000	0,135600	0,033200
46	47	0,038000	0,127000	0,031600
46	48	0,060100	0,189000	0,047200
47	49	0,019100	0,062500	0,016040
42	49	0,035700	0,161500	0,172000
45	49	0,068400	0,186000	0,044400
48	49	0,017900	0,050500	0,012580
49	50	0,026700	0,075200	0,018740
49	51	0,048600	0,137000	0,034200
51	52	0,020300	0,058800	0,013960
52	53	0,040500	0,163500	0,040580
53	54	0,026300	0,122000	0,031000
49	54	0,039900	0,145000	0,146800
54	55	0,016900	0,070700	0,020200

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
54	56	0,002750	0,009550	0,007320
55	56	0,004880	0,015100	0,003740
56	57	0,034300	0,096600	0,024200
50	57	0,047400	0,134000	0,033200
56	58	0,034300	0,096600	0,024200
51	58	0,025500	0,071900	0,017880
54	59	0,050300	0,229300	0,059800
56	59	0,040700	0,122400	0,110500
55	59	0,047390	0,215800	0,056460
59	60	0,031700	0,145000	0,037600
59	61	0,032800	0,150000	0,038800
60	61	0,002640	0,013500	0,014560
60	62	0,012300	0,056100	0,014680
61	62	0,008240	0,037600	0,009800
63	59	0,000000	0,038600	0,000000
63	64	0,001720	0,020000	0,216000
64	61	0,000000	0,026800	0,000000
38	65	0,009010	0,098600	1,046000
64	65	0,002690	0,030200	0,380000
49	66	0,009000	0,045900	0,049600
62	66	0,048200	0,218000	0,057800
62	67	0,025800	0,117000	0,031000
65	66	0,000000	0,037000	0,000000
66	67	0,022400	0,101500	0,026820
65	68	0,001380	0,016000	0,638000
47	69	0,084400	0,277800	0,070920
49	69	0,098500	0,324000	0,082800
68	69	0,000000	0,037000	0,000000
69	70	0,030000	0,127000	0,122000
24	70	0,002210	0,411500	0,101980
70	71	0,008820	0,035500	0,008780
24	72	0,048800	0,196000	0,048800

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
71	72	0,044600	0,180000	0,044440
71	73	0,008660	0,045400	0,011780
70	74	0,040100	0,132300	0,033680
70	75	0,042800	0,141000	0,036000
69	75	0,040500	0,122000	0,124000
74	75	0,012300	0,040600	0,010340
76	77	0,044400	0,148000	0,036800
69	77	0,030900	0,101000	0,103800
75	77	0,060100	0,199900	0,049780
77	78	0,003760	0,012400	0,012640
78	79	0,005460	0,024400	0,006480
77	80	0,010900	0,033200	0,070000
79	80	0,015600	0,070400	0,018700
68	81	0,001750	0,020200	0,808000
81	80	0,000000	0,037000	0,000000
77	82	0,029800	0,085300	0,081740
82	83	0,011200	0,036650	0,037960
83	84	0,062500	0,132000	0,025800
83	85	0,043000	0,148000	0,034800
84	85	0,030200	0,064100	0,012340
85	86	0,035000	0,123000	0,027600
86	87	0,028280	0,207400	0,044500
85	88	0,020000	0,102000	0,027600
85	89	0,023900	0,173000	0,047000
88	89	0,013900	0,071200	0,019340
89	90	0,016400	0,065200	0,158800
90	91	0,025400	0,083600	0,021400
89	92	0,008000	0,038300	0,096200
91	92	0,038700	0,127200	0,032680
92	93	0,025800	0,084800	0,021800
92	94	0,048100	0,158000	0,040600
93	94	0,022300	0,073200	0,018760

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
94	95	0,013200	0,043400	0,011100
80	96	0,035600	0,182000	0,049400
82	96	0,016200	0,053000	0,054400
94	96	0,026900	0,086900	0,023000
80	97	0,018300	0,093400	0,025400
80	98	0,023800	0,108000	0,028600
80	99	0,045400	0,206000	0,054600
92	100	0,064800	0,295000	0,047200
94	100	0,017800	0,058000	0,060400
95	96	0,017100	0,054700	0,014740
96	97	0,017300	0,088500	0,024000
98	100	0,039700	0,179000	0,047600
99	100	0,018000	0,081300	0,021600
100	101	0,027700	0,126200	0,032800
92	102	0,012300	0,055900	0,014640
101	102	0,024600	0,112000	0,029400
100	103	0,016000	0,052500	0,053600
100	104	0,045100	0,204000	0,054100
103	104	0,046600	0,158400	0,040700
103	105	0,053500	0,162500	0,040800
100	106	0,060500	0,229000	0,062000
104	105	0,009940	0,037800	0,009860
105	106	0,014000	0,054700	0,014340
105	107	0,053000	0,183000	0,047200
105	108	0,026100	0,070300	0,018440
106	107	0,053000	0,183000	0,047200
108	109	0,010500	0,028800	0,007600
103	110	0,039060	0,181300	0,046100
109	110	0,027800	0,076200	0,020200
110	111	0,022000	0,075500	0,020000
110	112	0,024700	0,064000	0,062000
17	113	0,009130	0,030100	0,007680

Circuito		Parâmetros		
De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
32	113	0,061500	0,203000	0,051800
32	114	0,013500	0,061200	0,016280
27	115	0,016400	0,074100	0,019720
114	115	0,002300	0,010400	0,002760
68	116	0,000340	0,004050	0,164000
12	117	0,032900	0,140000	0,035800
75	118	0,014500	0,048100	0,011980
76	118	0,016400	0,054400	0,013560

A.3.2 Dados de Carga

Tabela A.19: Dados para perfil de demanda leve no sistema IEEE 118 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	1	0,0000	61,2000	32,4000
2	0	0,0000	24,0000	10,8000
3	0	0,0000	46,8000	12,0000
4	1	0,0000	36,0000	14,4000
5	0	0,0000	0,0000	0,0000
6	1	0,0000	62,4000	26,4000
7	0	0,0000	22,8000	2,4000
8	1	0,0000	0,0000	0,0000
9	0	0,0000	0,0000	0,0000
10	1	440,0000	0,0000	0,0000
11	0	0,0000	84,0000	27,6000
12	1	102,0000	56,4000	12,0000
13	0	0,0000	40,8000	19,2000
14	0	0,0000	16,8000	1,2000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
15	1	0,0000	108,0000	36,0000
16	0	0,0000	30,0000	12,0000
17	0	0,0000	13,2000	3,6000
18	1	0,0000	72,0000	40,8000
19	1	0,0000	54,0000	30,0000
20	0	0,0000	21,6000	3,6000
21	0	0,0000	16,8000	9,6000
22	0	0,0000	12,0000	6,0000
23	0	0,0000	8,4000	3,6000
24	1	0,0000	0,0000	0,0000
25	1	164,0000	0,0000	0,0000
26	1	276,8000	0,0000	0,0000
27	1	0,0000	74,4000	15,6000
28	0	0,0000	20,4000	8,4000
29	0	0,0000	28,8000	4,8000
30	0	0,0000	0,0000	0,0000
31	1	8,4000	51,6000	32,4000
32	1	0,0000	70,8000	27,6000
33	0	0,0000	27,6000	10,8000
34	1	0,0000	70,8000	31,2000
35	0	0,0000	39,6000	10,8000
36	1	0,0000	37,2000	20,4000
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	0,0000	0,0000
39	0	0,0000	32,4000	13,2000
40	1	0,0000	24,0000	27,6000
41	0	0,0000	44,4000	12,0000
42	1	0,0000	44,4000	27,6000
43	0	0,0000	21,6000	8,4000
44	0	0,0000	19,2000	9,6000
45	0	0,0000	63,6000	26,4000
46	1	22,8000	33,6000	12,0000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
47	0	0,0000	40,8000	0,0000
48	0	0,0000	24,0000	13,2000
49	1	144,8000	104,4000	36,0000
50	0	0,0000	20,4000	4,8000
51	0	0,0000	20,4000	9,6000
52	0	0,0000	21,6000	6,0000
53	0	0,0000	27,6000	13,2000
54	1	57,6000	135,6000	38,4000
55	1	0,0000	75,6000	26,4000
56	1	0,0000	100,8000	21,6000
57	0	0,0000	14,4000	3,6000
58	0	0,0000	14,4000	3,6000
59	1	186,0000	332,4000	135,6000
60	0	0,0000	93,6000	3,6000
61	1	192,0000	0,0000	0,0000
62	1	0,0000	92,4000	16,8000
63	0	0,0000	0,0000	0,0000
64	0	0,0000	0,0000	0,0000
65	1	369,2000	0,0000	0,0000
66	1	370,4000	46,8000	21,6000
67	0	0,0000	33,6000	8,4000
68	0	0,0000	0,0000	0,0000
69	2	619,6800	0,0000	0,0000
70	1	0,0000	79,2000	24,0000
71	0	0,0000	0,0000	0,0000
72	1	0,0000	0,0000	0,0000
73	1	0,0000	0,0000	0,0000
74	1	0,0000	81,6000	32,4000
75	0	0,0000	56,4000	13,2000
76	1	0,0000	81,6000	43,2000
77	1	0,0000	73,2000	33,6000
78	0	0,0000	85,2000	31,2000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
79	0	0,0000	46,8000	38,4000
80	1	572,4000	156,0000	31,2000
81	0	0,0000	0,0000	0,0000
82	0	0,0000	64,8000	32,4000
83	0	0,0000	24,0000	12,0000
84	0	0,0000	13,2000	8,4000
85	1	0,0000	28,8000	18,0000
86	0	0,0000	25,2000	12,0000
87	1	4,8000	0,0000	0,0000
88	0	0,0000	57,6000	12,0000
89	1	728,4000	0,0000	0,0000
90	1	0,0000	93,6000	50,4000
91	1	0,0000	0,0000	0,0000
92	1	0,0000	78,0000	12,0000
93	0	0,0000	14,4000	8,4000
94	0	0,0000	36,0000	19,2000
95	0	0,0000	50,4000	37,2000
96	0	0,0000	45,6000	18,0000
97	0	0,0000	18,0000	10,8000
98	0	0,0000	40,8000	9,6000
99	1	0,0000	0,0000	0,0000
100	1	302,4000	44,4000	21,6000
101	0	0,0000	26,4000	18,0000
102	0	0,0000	6,0000	3,6000
103	1	48,0000	27,6000	19,2000
104	1	0,0000	45,6000	30,0000
105	1	0,0000	37,2000	31,2000
106	0	0,0000	51,6000	19,2000
107	1	0,0000	33,6000	14,4000
108	0	0,0000	2,4000	1,2000
109	0	0,0000	9,6000	3,6000
110	1	0,0000	46,8000	36,0000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
111	1	43,2000	0,0000	0,0000
112	1	0,0000	30,0000	15,6000
113	1	0,0000	0,0000	0,0000
114	0	0,0000	9,6000	3,6000
115	0	0,0000	26,4000	8,4000
116	1	0,0000	0,0000	0,0000
117	0	0,0000	24,0000	9,6000
118	0	0,0000	39,6000	18,0000

Tabela A.20: Dados para perfil de demanda média no sistema IEEE 118 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	1	0,0000	65,0250	34,4250
2	0	0,0000	25,5000	11,4750
3	0	0,0000	49,7250	12,7500
4	1	0,0000	38,2500	15,3000
5	0	0,0000	0,0000	0,0000
6	1	0,0000	66,3000	28,0500
7	0	0,0000	24,2250	2,5500
8	1	0,0000	0,0000	0,0000
9	0	0,0000	0,0000	0,0000
10	1	467,5000	0,0000	0,0000
11	0	0,0000	89,2500	29,3250
12	1	108,3750	59,9250	12,7500
13	0	0,0000	43,3500	20,4000
14	0	0,0000	17,8500	1,2750
15	1	0,0000	114,7500	38,2500
16	0	0,0000	31,8750	12,7500

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
17	0	0,0000	14,0250	3,8250
18	1	0,0000	76,5000	43,3500
19	1	0,0000	57,3750	31,8750
20	0	0,0000	22,9500	3,8250
21	0	0,0000	17,8500	10,2000
22	0	0,0000	12,7500	6,3750
23	0	0,0000	8,9250	3,8250
24	1	0,0000	0,0000	0,0000
25	1	174,2500	0,0000	0,0000
26	1	294,1000	0,0000	0,0000
27	1	0,0000	79,0500	16,5750
28	0	0,0000	21,6750	8,9250
29	0	0,0000	30,6000	5,1000
30	0	0,0000	0,0000	0,0000
31	1	8,9250	54,8250	34,4250
32	1	0,0000	75,2250	29,3250
33	0	0,0000	29,3250	11,4750
34	1	0,0000	75,2250	33,1500
35	0	0,0000	42,0750	11,4750
36	1	0,0000	39,5250	21,6750
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	0,0000	0,0000
39	0	0,0000	34,4250	14,0250
40	1	0,0000	25,5000	29,3250
41	0	0,0000	47,1750	12,7500
42	1	0,0000	47,1750	29,3250
43	0	0,0000	22,9500	8,9250
44	0	0,0000	20,4000	10,2000
45	0	0,0000	67,5750	28,0500
46	1	24,2250	35,7000	12,7500
47	0	0,0000	43,3500	0,0000
48	0	0,0000	25,5000	14,0250

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
49	1	153,8500	110,9250	38,2500
50	0	0,0000	21,6750	5,1000
51	0	0,0000	21,6750	10,2000
52	0	0,0000	22,9500	6,3750
53	0	0,0000	29,3250	14,0250
54	1	61,2000	144,0750	40,8000
55	1	0,0000	80,3250	28,0500
56	1	0,0000	107,1000	22,9500
57	0	0,0000	15,3000	3,8250
58	0	0,0000	15,3000	3,8250
59	1	197,6250	353,1750	144,0750
60	0	0,0000	99,4500	3,8250
61	1	204,0000	0,0000	0,0000
62	1	0,0000	98,1750	17,8500
63	0	0,0000	0,0000	0,0000
64	0	0,0000	0,0000	0,0000
65	1	392,2750	0,0000	0,0000
66	1	393,5500	49,7250	22,9500
67	0	0,0000	35,7000	8,9250
68	0	0,0000	0,0000	0,0000
69	2	658,4100	0,0000	0,0000
70	1	0,0000	84,1500	25,5000
71	0	0,0000	0,0000	0,0000
72	1	0,0000	0,0000	0,0000
73	1	0,0000	0,0000	0,0000
74	1	0,0000	86,7000	34,4250
75	0	0,0000	59,9250	14,0250
76	1	0,0000	86,7000	45,9000
77	1	0,0000	77,7750	35,7000
78	0	0,0000	90,5250	33,1500
79	0	0,0000	49,7250	40,8000
80	1	608,1750	165,7500	33,1500

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
81	0	0,0000	0,0000	0,0000
82	0	0,0000	68,8500	34,4250
83	0	0,0000	25,5000	12,7500
84	0	0,0000	14,0250	8,9250
85	1	0,0000	30,6000	19,1250
86	0	0,0000	26,7750	12,7500
87	1	5,1000	0,0000	0,0000
88	0	0,0000	61,2000	12,7500
89	1	773,9250	0,0000	0,0000
90	1	0,0000	99,4500	53,5500
91	1	0,0000	0,0000	0,0000
92	1	0,0000	82,8750	12,7500
93	0	0,0000	15,3000	8,9250
94	0	0,0000	38,2500	20,4000
95	0	0,0000	53,5500	39,5250
96	0	0,0000	48,4500	19,1250
97	0	0,0000	19,1250	11,4750
98	0	0,0000	43,3500	10,2000
99	1	0,0000	0,0000	0,0000
100	1	321,3000	47,1750	22,9500
101	0	0,0000	28,0500	19,1250
102	0	0,0000	6,3750	3,8250
103	1	51,0000	29,3250	20,4000
104	1	0,0000	48,4500	31,8750
105	1	0,0000	39,5250	33,1500
106	0	0,0000	54,8250	20,4000
107	1	0,0000	35,7000	15,3000
108	0	0,0000	2,5500	1,2750
109	0	0,0000	10,2000	3,8250
110	1	0,0000	49,7250	38,2500
111	1	45,9000	0,0000	0,0000
112	1	0,0000	31,8750	16,5750

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
113	1	0,0000	0,0000	0,0000
114	0	0,0000	10,2000	3,8250
115	0	0,0000	28,0500	8,9250
116	1	0,0000	0,0000	0,0000
117	0	0,0000	25,5000	10,2000
118	0	0,0000	42,0750	19,1250

Tabela A.21: Dados para perfil de demanda pesada no sistema IEEE 118 barras

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	1	0,0000	76,5000	40,5000
2	0	0,0000	30,0000	13,5000
3	0	0,0000	58,5000	15,0000
4	1	0,0000	45,0000	18,0000
5	0	0,0000	0,0000	0,0000
6	1	0,0000	78,0000	33,0000
7	0	0,0000	28,5000	3,0000
8	1	0,0000	0,0000	0,0000
9	0	0,0000	0,0000	0,0000
10	1	550,0000	0,0000	0,0000
11	0	0,0000	105,0000	34,5000
12	1	127,5000	70,5000	15,0000
13	0	0,0000	51,0000	24,0000
14	0	0,0000	21,0000	1,5000
15	1	0,0000	135,0000	45,0000
16	0	0,0000	37,5000	15,0000
17	0	0,0000	16,5000	4,5000
18	1	0,0000	90,0000	51,0000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
19	1	0,0000	67,5000	37,5000
20	0	0,0000	27,0000	4,5000
21	0	0,0000	21,0000	12,0000
22	0	0,0000	15,0000	7,5000
23	0	0,0000	10,5000	4,5000
24	1	0,0000	0,0000	0,0000
25	1	205,0000	0,0000	0,0000
26	1	346,0000	0,0000	0,0000
27	1	0,0000	93,0000	19,5000
28	0	0,0000	25,5000	10,5000
29	0	0,0000	36,0000	6,0000
30	0	0,0000	0,0000	0,0000
31	1	10,5000	64,5000	40,5000
32	1	0,0000	88,5000	34,5000
33	0	0,0000	34,5000	13,5000
34	1	0,0000	88,5000	39,0000
35	0	0,0000	49,5000	13,5000
36	1	0,0000	46,5000	25,5000
37	0	0,0000	0,0000	0,0000
38	0	0,0000	0,0000	0,0000
39	0	0,0000	40,5000	16,5000
40	1	0,0000	30,0000	34,5000
41	0	0,0000	55,5000	15,0000
42	1	0,0000	55,5000	34,5000
43	0	0,0000	27,0000	10,5000
44	0	0,0000	24,0000	12,0000
45	0	0,0000	79,5000	33,0000
46	1	28,5000	42,0000	15,0000
47	0	0,0000	51,0000	0,0000
48	0	0,0000	30,0000	16,5000
49	1	181,0000	130,5000	45,0000
50	0	0,0000	25,5000	6,0000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
51	0	0,0000	25,5000	12,0000
52	0	0,0000	27,0000	7,5000
53	0	0,0000	34,5000	16,5000
54	1	72,0000	169,5000	48,0000
55	1	0,0000	94,5000	33,0000
56	1	0,0000	126,0000	27,0000
57	0	0,0000	18,0000	4,5000
58	0	0,0000	18,0000	4,5000
59	1	232,5000	415,5000	169,5000
60	0	0,0000	117,0000	4,5000
61	1	240,0000	0,0000	0,0000
62	1	0,0000	115,5000	21,0000
63	0	0,0000	0,0000	0,0000
64	0	0,0000	0,0000	0,0000
65	1	461,5000	0,0000	0,0000
66	1	463,0000	58,5000	27,0000
67	0	0,0000	42,0000	10,5000
68	0	0,0000	0,0000	0,0000
69	2	774,6000	0,0000	0,0000
70	1	0,0000	99,0000	30,0000
71	0	0,0000	0,0000	0,0000
72	1	0,0000	0,0000	0,0000
73	1	0,0000	0,0000	0,0000
74	1	0,0000	102,0000	40,5000
75	0	0,0000	70,5000	16,5000
76	1	0,0000	102,0000	54,0000
77	1	0,0000	91,5000	42,0000
78	0	0,0000	106,5000	39,0000
79	0	0,0000	58,5000	48,0000
80	1	715,5000	195,0000	39,0000
81	0	0,0000	0,0000	0,0000
82	0	0,0000	81,0000	40,5000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
83	0	0,0000	30,0000	15,0000
84	0	0,0000	16,5000	10,5000
85	1	0,0000	36,0000	22,5000
86	0	0,0000	31,5000	15,0000
87	1	6,0000	0,0000	0,0000
88	0	0,0000	72,0000	15,0000
89	1	910,5000	0,0000	0,0000
90	1	0,0000	117,0000	63,0000
91	1	0,0000	0,0000	0,0000
92	1	0,0000	97,5000	15,0000
93	0	0,0000	18,0000	10,5000
94	0	0,0000	45,0000	24,0000
95	0	0,0000	63,0000	46,5000
96	0	0,0000	57,0000	22,5000
97	0	0,0000	22,5000	13,5000
98	0	0,0000	51,0000	12,0000
99	1	0,0000	0,0000	0,0000
100	1	378,0000	55,5000	27,0000
101	0	0,0000	33,0000	22,5000
102	0	0,0000	7,5000	4,5000
103	1	60,0000	34,5000	24,0000
104	1	0,0000	57,0000	37,5000
105	1	0,0000	46,5000	39,0000
106	0	0,0000	64,5000	24,0000
107	1	0,0000	42,0000	18,0000
108	0	0,0000	3,0000	1,5000
109	0	0,0000	12,0000	4,5000
110	1	0,0000	58,5000	45,0000
111	1	54,0000	0,0000	0,0000
112	1	0,0000	37,5000	19,5000
113	1	0,0000	0,0000	0,0000
114	0	0,0000	12,0000	4,5000

Barra	Tipo de Barra (*)	Potência Ativa (MW)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
115	0	0,0000	33,0000	10,5000
116	1	0,0000	0,0000	0,0000
117	0	0,0000	30,0000	12,0000
118	0	0,0000	49,5000	22,5000

(*) Tipos de Barra

Tipo 0 – Barra PQ

Tipo 1 – Barra PV

Tipo 2 – Barra de Referência

A.3.3 Limites de Potência Reativa dos Geradores

Tabela A.22: Limites de potência reativa dos geradores no sistema IEEE 118 barras

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
1	0,15	-0,05
4	3,00	-3,00
6	0,50	-0,13
8	3,00	-3,00
10	2,00	-1,47
12	1,20	-0,35
15	0,30	-0,10
18	0,50	-0,16
19	0,24	-0,08
24	3,00	-3,00
25	1,40	-0,47
26	10,00	-10,00

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
27	3,00	-3,00
31	3,00	-3,00
32	0,42	-0,14
34	0,24	-0,08
36	0,24	-0,08
40	3,00	-3,00
42	3,00	-3,00
46	1,00	-1,00
49	2,10	-0,85
54	3,00	-3,00
55	0,23	-0,08
56	0,15	-0,08
59	1,80	-0,60
61	3,00	-1,00
62	0,20	-0,20
65	2,00	-0,67
66	2,00	-0,67
69	3,00	-3,00
70	0,32	-0,10
72	1,00	-1,00
73	1,00	-1,00
74	0,09	-0,06
76	0,23	-0,08
77	0,70	-0,20
80	2,80	-1,65
85	0,23	-0,08
87	10,00	-1,00
89	3,00	-2,10
90	3,00	-3,00
91	1,00	-1,00
92	0,09	-0,03
99	1,00	-1,00

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
100	1,55	-0,50
103	0,40	-0,15
104	0,23	-0,08
105	0,23	-0,08
107	2,00	-2,00
110	0,23	-0,08
111	10,00	-1,00
112	10,00	-1,00
113	2,00	-1,00
116	10,00	-10,00

A.3.4 Limites Operativos

Tabela A.23: Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 118 barras

Barra	Tensão mínima (pu)	Tensão máxima (pu)
1	0,9500	1,0500
2	0,9500	1,0500
3	0,9500	1,0500
4	0,9500	1,0500
5	0,9500	1,0500
6	0,9500	1,0500
7	0,9500	1,0500
8	0,9500	1,0500
9	0,9500	1,0500
10	0,9500	1,0500
11	0,9500	1,0500
12	0,9500	1,0500

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
13	0,9000	1,1000
14	0,9500	1,0500
15	0,9500	1,0500
16	0,9500	1,0500
17	0,9500	1,0500
18	0,9500	1,0500
19	0,9500	1,0500
20	0,9500	1,0500
21	0,9500	1,0500
22	0,9500	1,0500
23	0,9500	1,0500
24	0,9500	1,0500
25	0,9500	1,0500
26	0,9500	1,0500
27	0,9500	1,0500
28	0,9500	1,0500
29	0,9500	1,0500
30	0,9500	1,0500
31	0,9500	1,0500
32	0,9500	1,0500
33	0,9500	1,0500
34	0,9500	1,0500
35	0,9500	1,0500
36	0,9500	1,0500
37	0,9500	1,0500
38	0,9500	1,0500
39	0,9500	1,0500
40	0,9500	1,0500
41	0,9500	1,0500
42	0,9500	1,0500
43	0,9500	1,0500
44	0,9500	1,0500

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
45	0,9500	1,0500
46	0,9500	1,0500
47	0,9500	1,0500
48	0,9500	1,0500
49	0,9500	1,0500
50	0,9000	1,1000
51	0,9500	1,0500
52	0,9500	1,0500
53	0,9500	1,0500
54	0,9500	1,0500
55	0,9500	1,0500
56	0,9500	1,0500
57	0,9500	1,0500
58	0,9500	1,0500
59	0,9500	1,0500
60	0,9500	1,0500
61	0,9500	1,0500
62	0,9500	1,0500
63	0,9500	1,0500
64	0,9500	1,0500
65	0,9500	1,0500
66	0,9500	1,0500
67	0,9500	1,0500
68	0,9500	1,0500
69	0,9500	1,0500
70	0,9500	1,0500
71	0,9500	1,0500
72	0,9500	1,0500
73	0,9500	1,0500
74	0,9500	1,0500
75	0,9500	1,0500
76	0,9000	1,1000

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
77	0,9500	1,0500
78	0,9500	1,0500
79	0,9500	1,0500
80	0,9500	1,0500
81	0,9500	1,0500
82	0,9500	1,0500
83	0,9500	1,0500
84	0,9500	1,0500
85	0,9500	1,0500
86	0,9500	1,0500
87	0,9500	1,0500
88	0,9500	1,0500
89	0,9500	1,0500
90	0,9500	1,0500
91	0,9500	1,0500
92	0,9500	1,0500
93	0,9500	1,0500
94	0,9500	1,0500
95	0,9500	1,0500
96	0,9500	1,0500
97	0,9500	1,0500
98	0,9500	1,0500
99	0,9500	1,0500
100	0,9500	1,0500
101	0,9500	1,0500
102	0,9500	1,0500
103	0,9500	1,0500
104	0,9500	1,0500
105	0,9500	1,0500
106	0,9500	1,0500
107	0,9500	1,0500
108	0,9500	1,0500

Barra	Limite máximo (pu)	Limite mínimo (pu)
109	0,9500	1,0500
110	0,9500	1,0500
111	0,9500	1,0500
112	0,9500	1,0500
113	0,9500	1,0500
114	0,9500	1,0500
115	0,9500	1,0500
116	0,9500	1,0500
117	0,9500	1,0500
118	0,9500	1,0500

Tabela A.24: Limites de fluxo de potência aparente adotados nas simulações do sistema IEEE 118 barras

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
1	2	1,1010	0,8260
1	3	1,5400	1,1550
4	5	2,6280	1,9710
3	5	1,7590	1,3190
5	6	2,2470	1,6850
6	7	1,1740	0,8800
8	9	7,2090	5,4070
8	5	8,4820	6,3620
9	10	7,2680	5,4510
4	11	1,9860	1,4890
5	11	2,4390	1,8290
11	12	1,9030	1,4270
2	12	1,5950	1,1960

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
3	12	1,0240	0,7680
7	12	1,4600	1,0950
11	13	1,4940	1,1200
12	14	1,8300	1,3730
13	15	1,7260	1,2940
14	15	1,9580	1,4680
12	16	2,3530	1,7650
15	17	3,3200	2,4900
16	17	2,5780	1,9340
17	18	2,4680	1,8510
18	19	1,2270	0,9200
19	20	0,9630	0,7230
15	19	1,6490	1,2370
20	21	1,0080	0,7560
21	22	1,2510	0,9380
22	23	1,4750	1,1070
23	24	3,5070	2,6300
23	25	3,6270	2,7200
26	25	4,6450	3,4840
25	27	3,6470	2,7350
27	28	0,9910	0,7430
28	29	0,6700	0,5020
30	17	7,8270	5,8700
8	30	5,8540	4,3910
26	30	4,6410	3,4800
17	31	1,1350	0,8510
29	31	0,8740	0,6550
23	32	3,3240	2,4930
31	32	1,1240	0,8430
27	32	1,2020	0,9010
15	33	1,1670	0,8750
19	34	1,1330	0,8500

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
35	36	1,6510	1,2380
35	37	2,3200	1,7400
33	37	1,3550	1,0170
34	36	1,3420	1,0070
34	37	2,8640	2,1480
38	37	5,5050	4,1290
37	39	1,5150	1,1370
37	40	1,3520	1,0140
30	38	3,4740	2,6050
39	40	1,2970	0,9730
40	41	1,2270	0,9200
40	42	1,6770	1,2580
41	42	1,8290	1,3720
43	44	1,3730	1,0300
34	43	1,3550	1,0160
44	45	1,6620	1,2470
45	46	1,3970	1,0480
46	47	1,2270	0,9210
46	48	0,7190	0,5390
47	49	1,5310	1,1480
42	49	5,2190	3,9150
45	49	1,5310	1,1490
48	49	1,1280	0,8460
49	50	1,5010	1,1260
49	51	1,8450	1,3840
51	52	0,9410	0,7060
52	53	0,5460	0,4090
53	54	0,9040	0,6780
49	54	2,4330	1,8250
54	55	0,4610	0,3460
54	56	1,1900	0,8930
55	56	1,0080	0,7560

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
56	57	0,8660	0,6490
50	57	1,1220	0,8420
56	58	0,8030	0,6020
51	58	0,7210	0,5410
54	59	1,4040	1,0530
56	59	2,4640	1,8480
55	59	1,4400	1,0800
59	60	2,0080	1,5060
59	61	2,2290	1,6710
60	61	3,3760	2,5320
60	62	1,7570	1,3180
61	62	2,1830	1,6380
63	59	4,7320	3,5490
63	64	4,7330	3,5500
64	61	3,3400	2,5050
38	65	5,9630	4,4730
64	65	5,7480	4,3110
49	66	7,7730	5,8300
62	66	1,8940	1,4200
62	67	1,6390	1,2290
65	66	5,3860	4,0400
66	67	2,2970	1,7230
65	68	6,1100	4,5830
47	69	3,0450	2,2830
49	69	2,9860	2,2390
68	69	4,5330	3,4000
69	70	4,5170	3,3880
24	70	2,0780	1,5590
70	71	2,6140	1,9610
24	72	1,8870	1,4150
71	72	2,1070	1,5800
71	73	1,2800	0,9600

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
70	74	1,5620	1,1720
70	75	1,5000	1,1250
69	75	3,7190	2,7890
74	75	2,0870	1,5650
76	77	2,1800	1,6350
69	77	1,9850	1,4890
75	77	1,5420	1,1570
77	78	2,4430	1,8320
78	79	2,0920	1,5690
77	80	5,1490	3,8610
79	80	2,9550	2,2160
68	81	4,1220	3,0910
81	80	4,1350	3,1010
77	82	2,0070	1,5050
82	83	3,7050	2,7790
83	84	1,5930	1,1950
83	85	2,3170	1,7380
84	85	1,8110	1,3590
85	86	0,5780	0,4330
86	87	0,6520	0,4890
85	88	2,4000	1,8000
85	89	2,8100	2,1070
88	89	3,4880	2,6160
89	90	5,6360	4,2270
90	91	3,6940	2,7700
89	92	7,7450	5,8090
91	92	3,4290	2,5720
92	93	2,2090	1,6570
92	94	2,1520	1,6140
93	94	1,9310	1,4480
94	95	2,1700	1,6280
80	96	0,9460	0,7090

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
82	96	1,5570	1,1680
94	96	2,0980	1,5740
80	97	0,9650	0,7230
80	98	0,7340	0,5510
80	99	0,9090	0,6820
92	100	1,1020	0,8270
94	100	1,5070	1,1300
95	96	1,4210	1,0660
96	97	0,9210	0,6910
98	100	1,0640	0,7980
99	100	1,0000	0,7500
100	101	0,9620	0,7220
92	102	1,3210	0,9910
101	102	1,2090	0,9070
100	103	2,3090	1,7320
100	104	1,8830	1,4120
103	104	0,9230	0,6930
103	105	1,0260	0,7700
100	106	1,7100	1,2830
104	105	1,1400	0,8550
105	106	1,0370	0,7780
105	107	0,6200	0,4650
105	108	0,8730	0,6540
106	107	0,6350	0,4770
108	109	0,8330	0,6240
103	110	0,8620	0,6470
109	110	0,7110	0,5340
110	111	0,7380	0,5530
110	112	0,7260	0,5450
17	113	1,5860	1,1890
32	113	0,8690	0,6520
32	114	0,9290	0,6970

Circuito		Limite de emergência (pu)	Limite normal (pu)
De	Para		
27	115	0,6680	0,5010
114	115	0,7770	0,5830
68	116	3,3180	2,4890
12	117	0,4540	0,3400
75	118	2,4130	1,8090
76	118	1,4480	1,0860

Tabela A.7: Limites de tensão adotados nas simulações do sistema IEEE 30 barras

Barra	Tensão mínima (pu)	Tensão máxima (pu)
1	0,90	1,10
2	0,90	1,10
3	0,90	1,10
4	0,90	1,10
5	0,90	1,10
6	0,90	1,10
7	0,90	1,10
8	0,95	1,10
9	0,90	1,10
10	0,90	1,10
11	0,90	1,10
12	0,90	1,10
13	0,90	1,10
14	0,90	1,10
15	0,90	1,10
16	0,90	1,10
17	0,90	1,10
18	0,90	1,10
19	0,90	1,10
20	0,90	1,10
21	0,90	1,10
22	0,90	1,10
23	0,90	1,10
24	0,90	1,10
25	0,90	1,10
26	0,90	1,10
27	0,90	1,10
28	0,90	1,10
29	0,90	1,10
30	0,90	1,10