

# Planejamento da Manutenção de Unidades Geradoras via Estratégia Evolutiva

André A. Rodrigues\* Fernando A. Assis\*  
Leonidas C. Resende\*

\* *Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ), MG, (e-mails: rodriguesandre97@hotmail.com, fernandoassis@ufsj.edu.br, leonidas@ufsj.edu.br).*

---

**Abstract:** This paper proposes a methodology for performing the preventive maintenance scheduling of generating units of an electric power system based on system reliability levels and electricity production costs. Basically, we seek to identify the best time (moment) during the operation to remove electricity generation units for maintenance actions. The metaheuristic Evolution Strategy is used to solve the optimization problems resulting from the proposed methodology employee. To assess the reliability of maintenance schedules during the problem solving process, the Non-Sequential Monte Carlo Simulation algorithm is used. The efficiency of the proposed methodology is illustrated by case studies involving the IEEE-RTS test system, with the scheduling of maintenance of its 32 generation units within a one-year period. The performance of the proposed methodology is evaluated using a statistical performance index, calculated based on the results of different tool runs, with different seeds for pseudorandom number generation.

**Resumo:** Neste trabalho é proposta uma metodologia para realização da programação da manutenção de unidades geradoras de um sistema elétrico com base nos níveis de confiabilidade do sistema e nos custos de produção de energia elétrica. Basicamente, busca-se identificar o melhor momento durante a operação para retirada de unidades de geração de energia elétrica para realização de ações de manutenção. A metaheurística Estratégia Evolutiva é empregada para solução dos problemas de otimização resultantes do empregado da metodologia proposta. Para avaliação da confiabilidade dos cronogramas de manutenção durante o processo de solução do problema, é utilizado o algoritmo de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial. A eficiência da metodologia proposta é ilustrada por meio de estudos de caso envolvendo o sistema teste IEEE-RTS, com a programação da manutenção de suas 32 unidades de geração dentro do período de um ano. A performance da metodologia proposta é avaliada por meio de um índice estatístico de desempenho, calculado com base nos resultados de diferentes execuções da ferramenta, com diferentes sementes para geração de números pseudoaleatórios.

*Keywords:* Electric Power System; Evolution Strategy; Non-Sequential Monte Carlo Simulation; Preventive maintenance; Reliability.

*Palavras-chaves:* Confiabilidade; Estratégia Evolutiva; Manutenção preventiva; Simulação Monte Carlo Não-Sequencial; Sistemas Elétricos de Potência.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou um insumo de extrema importância para as sociedades em todo o mundo. Portanto, garantir o funcionamento adequado (econômico e seguro) de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), em todos os seus setores (geração, transmissão e distribuição), se tornou indispensável nos dias atuais. Na busca pelo atendimento adequado ao consumidor final, a realização de manutenções regulares dos equipamentos que compõem o SEP deve receber especial atenção na fase de planejamento da operação (Froger et al. (2016)), (Neto et al. (2017)).

A realização da manutenção preventiva de equipamentos de um SEP consiste na retirada programada destes para realização de consertos/reparos necessários, de forma a minimizar as chances de uma parada inesperada durante sua

operação. De forma geral, a realização de manutenção preventiva ou programada de equipamentos elétricos implica em menores custos, isso quando comparada à manutenção corretiva, que é aplicada após a falha do equipamento (Froger et al. (2016)). Entretanto, mesmo a desconexão programada de um equipamento para realização da ação de manutenção caracteriza uma indisponibilidade para o sistema, interferindo em seus níveis de confiabilidade durante a operação. Por outro lado, a não realização desta atividade aumenta as probabilidades de quebra fortuita destes equipamentos, deteriorando sua vida útil e causando prejuízos maiores em termos de confiabilidade. Portanto, escolher o melhor momento para retirada dos equipamentos de operação para realização de ações de manutenção se torna uma tarefa de grande importância. Esta tarefa corresponde a solucionar um problema de otimização, ca-

racterizado como um subproblema da operação do SEP (Froger et al. (2016)), (Endrenyi and et al. (2001)).

Neste contexto, este trabalho propõe o emprego de uma metodologia baseada na metaheurística Estratégia Evolutiva (EE) (Schwefel and Rudolph (1995)) para obtenção de bons cronogramas de manutenção de unidades de geração (UGs) de um SEP, considerando a avaliação da confiabilidade do sistema e dos custos de produção de energia elétrica. Na solução do problema, o interesse está em se determinar bons cronogramas de manutenção (planos de manutenção), os quais devem informar os melhores momentos (semanas iniciais) do período em estudo para retirada das UG's para manutenção. Neste caso, devem ser garantidos bons níveis de confiabilidade e um baixo custo de operação do sistema de potência, o qual é representado como de barra única. Para avaliação da confiabilidade das soluções propostas pela técnica EE, é utilizado o algoritmo de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMCNS). A programação da manutenção das 32 UGs do sistema IEEE-RTS APM (1979) é realizada a fim de avaliar o desempenho da metodologia proposta no presente trabalho.

## 2. PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES DE GERAÇÃO

O planejamento da manutenção de equipamentos de um SEP pode ser classificado, basicamente, como um subproblema do planejamento da operação deste sistema. Defini-lo de forma conjunta para todos os equipamentos dos setores de geração, transmissão e de distribuição de um SEP é uma tarefa extremamente complexa, devido, principalmente, às grandes dimensões dos sistemas atuais e às incertezas inerentes à operação destes sistemas (Froger et al. (2016)). No presente trabalho é tratado o planejamento a manutenção de unidades de geração (PMUG). A manutenção de UGs visa reduzir as chances de falha prematura e os custos de interrupções não programadas das mesmas.

A seguir são discutidas abordagens gerais do problema PMUG e é apresentado o modelo de otimização considerado no presente trabalho.

### 2.1 Abordagens Gerais do PMUG

De forma geral, na solução do problema PMUG, leva-se em conta o número de UGs que devem entrar em manutenção em um determinado período  $T$  e os tempos necessários para manutenção de cada uma dessas unidades. Para se definir o melhor momento para realização das ações de manutenção das UG's, se faz necessário resolver um problema de otimização que, basicamente, busca minimizar impactos nos custos de operação do sistema, respeitando uma série de restrições.

Como objetivo mais comum na solução do problema de otimização PMUG, considera-se a minimização de custos de operação do sistema. Estes custos correspondem, geralmente, à produção da energia elétrica e à própria ação de manutenção a ser realizada. Além disso, em algumas abordagens do problema, considera-se também a minimização dos impactos na confiabilidade do sistema relativos à indisponibilidade dos equipamentos durante a manutenção (Froger et al. (2016)), (Endrenyi and et al. (2001)).

Como restrições impostas ao problema, podem ser citadas a disponibilidade de equipes de manutenção (mão-de-obra) e de recursos necessários e a garantia de reserva de geração suficiente para atendimento à demanda (Froger et al. (2016)). A garantia de níveis mínimos de confiabilidade do sistema pode também ser levada em consideração na forma de restrições, com a definição de limites para índices gerais de confiabilidade (Billinton and Li (1994)) (da Silva et al. (2001)). Mais informações relativas à modelagem do problema PMUG podem ser verificadas em Froger et al. (2016) e em Endrenyi and et al. (2001).

### 2.2 Modelo de Otimização PMUG

Neste trabalho, o problema PMUG é modelado como um problema de otimização em que se busca minimizar os custos esperados de produção  $EG_{\text{cost}}$  (da Silva et al. (2001)) e do corte de carga  $LOLC$  (*Loss of Load Cost*) (Billinton and Li (1994)) decorrentes da retirada de UGs para realização da manutenção. O sistema de potência é representado em barra única, com todas as UGs (unidades de hidroelétricas e termelétricas) e as cargas localizadas na mesma barra, desprezando assim as restrições inerentes às redes de transmissão. Dessa forma, a função objetivo considerada, que se deseja minimizar, é dada por:

$$f(k) = EG_{\text{cost}}(k) + LOLC(k) \quad (1)$$

em que  $EG_{\text{cost}}(k)$  é o custo esperado de produção do plano de manutenção  $k$ , e  $LOLC(k)$  corresponde ao índice de confiabilidade relacionado ao custo da perda de carga.

Como restrição do problema de otimização a ser solucionado, considera-se toda UG do sistema deve passar pela ação de manutenção em algum momento, e apenas uma única vez, dentro do período  $T$  de estudo.

### 2.3 Avaliação da Confiabilidade dos Cronogramas de Manutenção

Neste trabalho, a análise de confiabilidade da geração é baseada na Simulação Monte Carlo Não-Sequencial SMCNS (Billinton and Li (1994)). Cada cronograma de manutenção obtido durante o processo de solução do problema de otimização PMUG é avaliado para definição dos custos  $EG_{\text{cost}}(k)$  e  $LOLC$ . Os passos básicos da SMCNS são descritos a seguir:

- (1) Selecione o estado do sistema (i.e., disponibilidade dos equipamentos, nível de carga e etc);
- (2) Analise o estado do sistema e julgue se o estado é de falha (i.e., capacidade de geração disponível insuficiente);
- (3) Estime os índices de confiabilidade. Se a precisão dos índices for aceitável, pare. Caso contrário, retorne ao passo (1).

Após a seleção e a avaliação do estado do sistema, os índices de probabilidade e energia suprida esperada ( $EG_{\text{cost}}(k)$ ) são calculados. Estas informações são obtidas por meio de estimativas do valor esperado das respectivas funções de teste. A relação (2) apresenta o cálculo da média dos valores das funções teste.

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(x^i) \quad (2)$$

em que  $N$  é o número de amostras,  $x^i$  é o estado amostrado  $i$  e  $F(x^i)$  é uma função teste. A função teste utilizada para o cálculo de  $EG_{\text{cost}}(k)$  corresponde, para cada estado sorteado  $i$ , ao próprio custo de produção calculado para esse estado, considerando o despacho das UGs disponíveis pela ordem de prioridade de acordo com os custos individuais de produção. Já para o cálculo de  $LOLC$ , inicialmente deve ser estimado o índice de confiabilidade  $EPNS$  (*Expected Power Not Supplied*), o que é realizado com base em (2) considerando a seguinte função teste:

$$F_{EPNS}(x^i) = \begin{cases} \Delta P, & \text{se estado } i \text{ é de falha} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3)$$

em que  $\Delta P$  representa, para cada estado de falha, o corte de carga realizado.

Em seguida, utilizando (4), é calculado o índice  $EENS$  (*Expected Energy Not Supplied*), considerando o período de um ano (8760 horas). Finalmente, o índice  $LOLC$  é estimado com base em (5).

$$EENS = 8760 \times EPNS \quad (4)$$

$$LOLC = EENS \times UC \quad (5)$$

Em (5),  $UC$  corresponde ao custo esperado do corte de carga, neste trabalho considerado igual a 1000 [\$/MWh] em todos os estudos de caso.

A relação (6) é utilizada para o cálculo da incerteza da estimativa de (2), através da variância do estimador, sendo  $F(V)$  a variância da função teste.

$$V(\tilde{E}[F]) = V(F)/N \quad (6)$$

Ademais, esta incerteza é representada como um coeficiente de variação, o qual é mostrado em (7).

$$\beta = \sqrt{V(\tilde{E}[F])/\tilde{E}[F]} \quad (7)$$

O valor de  $\beta$  obtido em (7) é, então, utilizado para verificação do critério de parada dos passos básicos da SMCNS.

### 3. METODOLOGIA PROPOSTA

O PMUG se trata de um problema de otimização matemática, o qual deve encontrar o cronograma que minimiza a função custo (1). No presente trabalho a solução deste problema é baseada na metaheurística Estratégia Evolutiva (EE) (Schwefel and Rudolph (1995)). Os algoritmos evolucionários são processos heurísticos, que utilizam mecanismos inspirados nas estratégias evolutivas desenvolvidas pela natureza, a fim de selecionar os indivíduos mais aptos para cada situação. Nestes algoritmos, um conjunto de soluções, chamado de população de indivíduos, é modificado e melhorado ao longo de um processo iterativo (gerações do processo evolutivo) (Fattahi et al. (2014)), (Schlünz and van Vuuren (2013)).

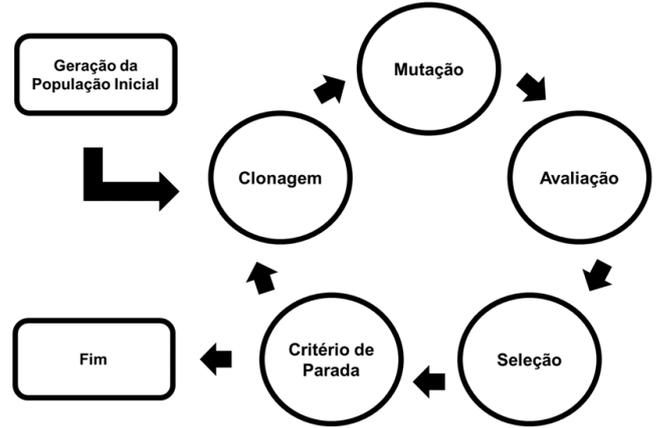


Figura 1. Processo iterativo da t cnica Estrat gia Evolutiva (Adaptado de Schwefel and Rudolph (1995)).

A seguir s o apresentados maiores detalhes sobre a metaheurística EE, conforme processo evolutivo apresentado na Figura 1. S o apresentadas, ainda, as defini es da metodologia proposta relacionadas  s adapta es da ferramenta de otimiza o para solu o do problema PMUG.

#### 3.1 Representa o das Solu es

Para o emprego da EE, neste trabalho   adotada a representa o inteira para as solu es do problema (indiv duos), como mostrado em (8). Nesta estrutura, cada posi o do vetor solu o cont m um valor inteiro que indica a semana do per odo em que a UG est  programada para manuten o.

$$X(k) = [x_1^k, x_2^k, \dots, x_g^k, \dots, x_n^k] \quad (8)$$

Em (8),  $X(k)$  representa um plano de manuten o  $k$  qualquer,  $x_g^k$  representa a semana dentro do per odo  $T$  em estudo, em que a UG  $g$  iniciar  sua manuten o, e  $n$  corresponde   dimens o do indiv duo, ou seja, o n mero de UGs que devem ter a manuten o programada.

#### 3.2 Popula o Inicial

Com o intuito de se obter solu es diversificadas no in cio do processo evolutivo, s o gerados  $n_{POP}$  indiv duos como em (8), preenchidos com valores inteiros sorteados aleatoriamente dentro do intervalo  $[S_i, S_f]$ , sendo  $S_i$  e  $S_f$ , respectivamente, as semanas inicial e final do per odo  $T$  de estudo.

#### 3.3 Reprodu o

Para reprodu o dos indiv duos a cada gera o do processo evolutivo do EE, s o realizados os processos de clonagem, muta o, avalia o e ordena o sequencial dos indiv duos.

**Clonagem:** A clonagem consiste em realizar a pura e simples c pia dos melhores indiv duos da gera o atual, dando origem   popula o clonada. Esta estrat gia tem a fun o de assegurar que os melhores indiv duos da gera o passada permane am intactos, pois, ela n o passar  pelo mecanismo de muta o. Tendo em vista que este processo (de muta o) pode resultar tanto em indiv duos mais quanto menos aptos.

**Mutação:** O mecanismo de mutação empregado considera alterar apenas um “gene” de cada indivíduo da população clonada. A escolha do “gene”, posição do vetor em (8), a amplitude da mutação, o número de semanas a ser somada ou subtraída no gene a ser alterado, e o sinal da mutação (positivo ou negativo, ou seja, adianta-se ou atrasa-se a semana de retirada para manutenção), são escolhidos de maneira aleatória, através de sorteios de números pseudoaleatórios.

**Avaliação:** Ao fim da mutação, a nova população obtida (com indivíduos já clonados e mutados) passa pelo processo de avaliação, quando todos os indivíduos gerados são avaliados de acordo com (1).

**Seleção:** Após avaliação dos indivíduos, as populações nova e já existente são agrupadas segundo o modelo  $(\mu + \lambda)$ -EE (Schwefel and Rudolph (1995)), sendo suas soluções ordenadas pelas aptidões (valores de (1)). Então, os melhores indivíduos em termos de aptidão são selecionados para compor a população que segue para a próxima geração.

**Critério de Parada:** São considerados neste trabalho dois critérios de convergência: o número máximo de gerações com estagnação da melhor solução encontrada e o número máximo permitido de gerações. Caso pelo menos um dos critérios seja satisfeito, a busca se encerra, senão, o processo é iniciado novamente no passo de clonagem.

#### 4. APLICAÇÕES E RESULTADOS

Para análise do desempenho da metodologia de solução, foi utilizado o sistema teste IEEE-RTS (APM (1979)). Este é um sistema teste amplamente empregado em estudos relacionados à avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos e possui uma boa base de dados para realização do presente estudo. O sistema IEEE-RTS apresenta pico anual de carga de 2850 MW e possui 32 UGs, distribuídas em 14 usinas, com uma capacidade total de geração de 3405 MW. Nos estudos é utilizada uma curva de carga anual, a qual fornece os valores de carga em patamares horários. Essa curva representa uma demanda típica de países do hemisfério norte, com maiores níveis de carga em períodos mais frios do ano. Em relação às UGs, é padronizado em duas semanas o período necessário de manutenção. De forma geral, para este sistema busca-se programar a manutenção das 32 unidades de geração ao longo do período de um ano, considerando que cada unidade deve passar pela manutenção uma única vez.

##### 4.1 Estudos de Caso

Para o estudo do PMUG, foram inicialmente realizados quatro estudos de caso sazonais, considerando a divisão do período anual em quatro subperíodos, correspondentes às estações do ano: Casos Inverno, Primavera, Verão e Outono. Cada subperíodo de estudo apresenta, dessa forma, 13 semanas. Na Tabela 1 é mostrada a pré-distribuição considerada das UGs para programação da manutenção em cada um desses subperíodos, onde o subscrito informa a capacidade de geração da unidade, auxiliando na sua identificação. A última linha da tabela contém o total, em MW, de capacidade de geração alocada para cada subperíodo. Esta pré-distribuição foi realizada a partir de

uma análise do nível de carga em cada subperíodo e da capacidade máxima de geração de cada unidade programada para manutenção. Basicamente, UGs com maiores capacidades foram alocadas para manutenção em períodos com menores níveis de carga, de acordo com a curva anual de carga do sistema.

Tabela 1. Casos sazonais: Distribuição das UGs para programação da manutenção.

Caso Inverno	Caso Primavera	Caso Verão	Caso Outono
UG <sub>12</sub>	UG <sub>12</sub>	UG <sub>76</sub>	UG <sub>12</sub>
UG <sub>20</sub>	UG <sub>12</sub>	UG <sub>100</sub>	UG <sub>12</sub>
UG <sub>20</sub>	UG <sub>20</sub>	UG <sub>100</sub>	UG <sub>20</sub>
UG <sub>76</sub>	UG <sub>76</sub>	UG <sub>155</sub>	UG <sub>76</sub>
UG <sub>100</sub>	UG <sub>155</sub>	UG <sub>197</sub>	UG <sub>155</sub>
UG <sub>155</sub>	UG <sub>197</sub>	UG <sub>400</sub>	UG <sub>350</sub>
UG <sub>197</sub>	UG <sub>400</sub>	UG <sub>50</sub>	UG <sub>50</sub>
630 MW	922 MW	1128 MW	725 MW

Por fim, é considerado um quinto estudo que corresponde à solução do problema PMUG para o Caso Anual. Neste último caso, as 32 UGs devem ser programadas para manutenção no período completo de um ano.

Para todos os estudos de caso, a metodologia proposta na Seção 3 é empregada e analisada a seguir.

##### 4.2 Parâmetros da Metaheurística EE

A técnica Estratégia Evolutiva foi implementada segundo o modelo  $(\mu + \lambda)$ -EE, com  $\mu = \lambda$ . O passo de mutação foi definido como sendo inteiro, com valor obtido aleatoriamente por meio de um sorteio dentro do intervalo  $[S_i, S_f]$ . O tamanho da população foi definido igual a 50 indivíduos para os casos sazonais e igual a 100 para o anual. Já como critérios de convergência, são consideradas a realização de um máximo de 200 gerações da metaheurística EE ou a constatação de estagnação da melhor solução encontrada por 25 gerações consecutivas, o que acontecer primeiro.

##### 4.3 Resultados

A fim de avaliar o desempenho da EE na solução do problema em estudo, é verificada a incidência das melhores soluções durante a realização de diferentes execuções do algoritmo, efetuadas a partir de diferentes sementes para geração de números pseudoaleatórios. Ou seja, é definido um índice estatístico de incidência  $I$  para avaliar o desempenho da ferramenta proposta. De forma geral, o índice de incidência, dado em %, é calculado para cada solução e estabelece uma relação entre o número de execuções em que a solução foi identificada e o número total de execuções realizadas com a rotina. Portanto, para todos os estudos de caso (sazonais e anual) apresentados neste trabalho, foram realizadas 50 execuções da rotina proposta para verificação da incidência das soluções.

**Casos Sazonais:** Nas Tabelas 2, 3, 4 e 5 são apresentadas, respectivamente, as 10 melhores soluções (cronogramas de manutenção) encontrados pela EE para os Casos Inverno, Primavera, Verão e Outono em 50 execuções da rotina de otimização, conforme metodologia proposta. Os custos  $EG_{\text{cost}}(k)$ ,  $LOLC(k)$  e  $f(k)$  são apresentados em

Tabela 2. Inverno: 10 melhores planos.

Plano	$EG_{\text{cost}}(k)$	$LOLC(k)$	$f(k)$	$I(\%)$
INV-1	37,50185	0,57041	38,07226	96
INV-2	37,50183	0,57052	38,07235	96
INV-3	37,50185	0,57083	38,07268	96
INV-4	37,50183	0,57095	38,07278	96
INV-5	37,49932	0,57356	38,07288	96
INV-6	37,50180	0,57108	38,07288	96
INV-7	37,50182	0,57122	38,07304	94
INV-8	37,50185	0,57122	38,07307	94
INV-9	37,50179	0,57134	38,07313	78
INV-10	37,50179	0,57143	38,07322	46

Tabela 3. Primavera: 10 melhores planos.

Plano	$EG_{\text{cost}}(k)$	$LOLC(k)$	$f(k)$	$I(\%)$
PRI-1	36,01099	0,24767	36,25865	58
PRI-2	36,01060	0,24827	36,25887	58
PRI-3	36,01060	0,24844	36,25904	58
PRI-4	36,00982	0,24930	36,25912	58
PRI-5	36,00981	0,24943	36,25924	58
PRI-6	36,00986	0,24953	36,25939	56
PRI-7	36,00993	0,24951	36,25945	58
PRI-8	36,01059	0,24890	36,25949	56
PRI-9	36,01011	0,24940	36,25951	46
PRI-10	36,01011	0,24946	36,25957	26

Tabela 4. Verão: 10 melhores planos.

Plano	$EG_{\text{cost}}(k)$	$LOLC(k)$	$f(k)$	$I(\%)$
VER-1	34,46147	0,19856	34,66003	46
VER-2	34,46000	0,20188	34,66188	46
VER-3	34,46380	0,19923	34,66303	58
VER-4	34,46054	0,20361	34,66414	46
VER-5	34,46235	0,20216	34,66451	50
VER-6	34,46609	0,19869	34,66478	50
VER-7	34,46303	0,20215	34,66519	46
VER-8	34,46547	0,19977	34,66523	46
VER-9	34,46427	0,20126	34,66554	40
VER-10	34,46000	0,20588	34,66587	46

Tabela 5. Outono: 10 melhores planos.

Plano	$EG_{\text{cost}}(k)$	$LOLC(k)$	$f(k)$	$I(\%)$
OUT-1	37,62652	0,49828	38,12480	90
OUT-2	37,62652	0,49836	38,12488	90
OUT-3	37,62652	0,49841	38,12493	88
OUT-4	37,62630	0,49875	38,12505	90
OUT-5	37,62631	0,49875	38,12506	90
OUT-6	37,62630	0,49884	38,12514	88
OUT-7	37,62651	0,49865	38,12516	90
OUT-8	37,62630	0,49889	38,12519	90
OUT-9	37,62651	0,49869	38,12520	78
OUT-10	37,62629	0,49900	38,12529	58

$10^6\$/T$ . É possível verificar a alta incidência ( $I$ ) das melhores soluções entre as 50 execuções realizadas em todos esses estudos de caso. Para as estações da Primavera e do Verão, os valores mais reduzidos de incidência em relação às estações do Inverno e do Outono são explicados pelo menor nível de consumo nesses períodos, o que resulta na presença de vários ótimos locais para o problema de otimização. Ou seja, é possível escalar a manutenção de UGs em diferentes semanas resultando, ainda assim, em boas soluções (bons cronogramas de manutenção). Os menores níveis de demanda nos períodos da Primavera e do Verão são evidenciados pelos menores valores de  $LOLC$  apresentados pelos seus cronogramas.

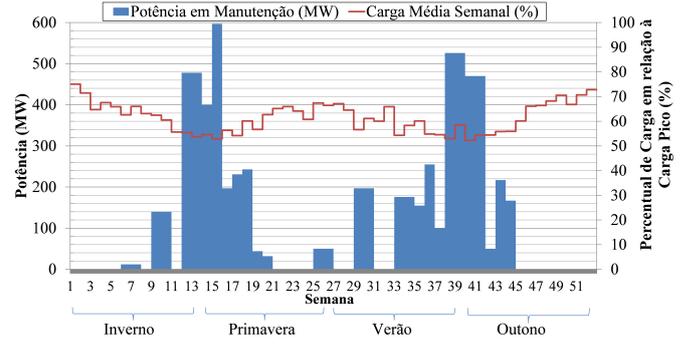


Figura 2. Potência em manutenção para INV-1, PRI-1, VER-1 e OUT-1.

Tabela 6. Anual: 10 melhores planos.

Plano	$EG_{\text{cost}}(k)$	$LOLC(k)$	$f(k)$	$I(\%)$
ANO-1	146,4072	1,51466	147,92186	2
ANO-2	146,4072	1,51471	147,92191	2
ANO-3	146,4072	1,51501	147,92221	2
ANO-4	146,4043	1,51799	147,92229	2
ANO-5	146,4054	1,51698	147,92238	2
ANO-6	146,4073	1,51525	147,92255	2
ANO-7	146,4072	1,51533	147,92253	2
ANO-8	146,4054	1,51727	147,92267	2
ANO-9	146,4066	1,51642	147,92302	2
ANO-10	146,4041	1,51895	147,92305	2

A fim de visualizar a capacidade de geração a ser retirada para manutenção em cada semana do ano, de acordo com as melhores soluções identificadas para cada estudo de caso sazonal (INV-1, PRI-1, VER-1 e OUT-1), as potências das 32 UGs alocadas para manutenção em cada uma dessas soluções foram agrupadas e estão apresentadas, semanalmente na Figura 2. Nesta figura, estão também apresentados os níveis médios de carga para cada semana do ano, em percentual da carga pico (2850 MW). É possível verificar que, de forma geral, os maiores montantes de potência em manutenção foram alocados nas semanas com menores níveis de carga durante o período anual, conforme esperado. Inclusive, é possível verificar as maiores concentrações de capacidade de geração em manutenção acontecem no final do inverno, início da primavera e início do outono. Para o verão, não há uma concentração de potência em manutenção tão evidente quanto nos demais subperíodos.

**Caso Anual:** Para o caso anual, em que todas as 32 unidades geradoras do sistema teste IEEE-RTS devem ser programadas para manutenção, os resultados de custo e incidência dos 10 melhores cronogramas são apresentados na Tabela 6. É possível observar, a partir destes resultados a baixa incidência das soluções encontradas. Neste caso, cada uma das 10 melhores soluções apresentadas foram identificadas em apenas uma das 50 execuções da rotina implementada (não necessariamente a mesma execução para as 10 soluções). Tal fato pode ser explicado pela maior dificuldade imposta para solução deste problema, devido ao maior espaço de busca neste caso (maior período de estudo e maior número de variáveis de decisão).

De forma geral, espera-se que a solução do Caso Anual apresente nível de qualidade (aptidão) pelo menos igual ou então melhor que a solução composta pelos melhores

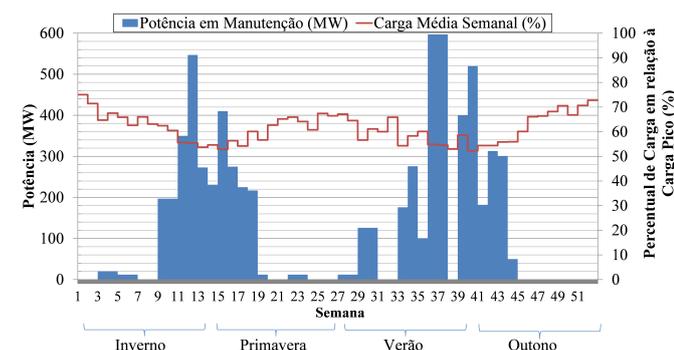


Figura 3. Potência em manutenção para ANO-1.

Tabela 7. Tempos médios por execução.

Estudo de Caso	Tempo médio (minutos)
Inverno	13,11
Primavera	26,18
Verão	30,68
Outono	14,52
Anual	115,30

cronogramas dos casos sazonais, isso porque para o Caso Anual não é considerada a distribuição prévia de certas unidades de geração para manutenção em determinados períodos. Contudo, para este caso, verifica-se que, se forem somadas as aptidões ( $f(k)$ ) dos melhores cronogramas dos casos sazonais (INV-1, PRI-1, VER-1 e OUT-1), encontra-se o valor de  $(147,11574 \times 10^6 \$/T)$ , enquanto, que a aptidão do melhor cronograma do Caso Anual é de  $(147,92186 \times 10^6 \$/T)$ . Neste caso, pode-se dizer que as melhores soluções encontradas pelo Caso Anual não contêm a solução ótima para o problema. Entretanto, ainda assim, pode-se dizer que são soluções de boa qualidade, como fica evidenciado pela Figura 3. Neste gráfico é possível também observar o nível percentual médio de carga para cada semana do período anual. Além disso, o mesmo comportamento em relação à distribuição dos montantes de capacidade de geração para manutenção entre as semanas do ano pode ser observado em comparação com os resultados apresentados na Figura 2 (dos casos sazonais).

Na Tabela 7 são mostrados os tempos médios por execução da rotina de otimização com as simulações para cada caso estudado. É possível notar que o tempo médio de processamento para o Caso Anual (115,30 min), problema mais complexo devido ao maior número de unidades geradoras a serem programadas para a manutenção e ao maior período de estudo, é maior que o tempo obtido ao se somar os tempos de execução dos casos das estações (84,49 min). E, ainda assim, o Caso Anual não foi capaz de identificar soluções com o mesmo nível de aptidão.

## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho propõe uma metodologia proposta para realização da programação automática da manutenção de unidades geradoras de um sistema elétrico de potência. Os custos de produção e do corte de carga são observados pela metodologia na definição dos cronogramas de manutenção. A solução do problema de otimização resultante é realizada com base na metaheurística Estratégia Evolutiva. A confiabilidade do sistema, relacionada à

capacidade de geração, foi avaliada utilizando uma rotina de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial (SMCNS).

Cinco estudos de caso foram realizados, tendo como referência o sistema teste IEEE-RTS. Quatro destes estudos são baseados em subperíodos anuais, relacionados às estações do ano, com distribuição prévia das unidades para entrada em manutenção dentro de cada um deles. O último estudo de caso considera a programação de todas as unidades de geração no período completo de um ano.

Verificou-se, a partir dos resultados computacionais obtidos, que a resolução do caso anual, onde as 32 unidades geradoras do sistema IEEE-RTS devem ser programadas para manutenção, se mostra um problema mais complexo de ser solucionado, além de exigir tempos computacionais de processamento mais elevados e baixas incidências das melhores soluções. Já os resultados obtidos para os casos sazonais foram encontrados com menores tempos de processamento e altas incidências das melhores soluções, o que se deve às menores dimensões dos problemas resultantes, quando um menor número de unidades geradoras devem ser programadas para manutenção. Contudo, é necessária uma boa estratégia de distribuição das unidades geradoras para manutenção em cada subperíodo. Ou seja, é necessário contar com a experiência do planejador para realizar uma distribuição adequada das unidades de geração para manutenção dentro dos subperíodos de estudo.

## REFERÊNCIAS

- APM, I. (1979). Ieee reliability test system. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-98(6), 2047–2054.
- Billinton, R. and Li, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum Press.
- da Silva, A.M.L., Anders, G.J., and Manso, L.A.F. (2001). Generator maintenance scheduling to maximize reliability and revenue. In *IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)*. Porto, Portugal.
- Endrenyi, J. and et al. (2001). The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability. *IEEE Trans. Power Syst.*, 16(4), 638–646.
- Fattahi, M., Mahootchi, M., Mosadegh, H., and Fallahi, F. (2014). A new approach for maintenance scheduling of generating units in electrical power systems based on their operational hours. *Computers and Operations Research*, 50, 61–79.
- Froger, A., Gendreau, M., Mendoza, J.E., and Pinson, E. (2016). Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review. *European Journal of Operat. Res.*, 251, 6695–706.
- Neto, D.N., Bessani, M., Fanucchi, R.Z., Gross, T.J., and Maciel, C.D. (2017). Otimização por enxame de partículas aplicado ao roteamento de equipes de manutenção da rede elétrica. In *XIII SBAI – Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 1435–1440. Porto Alegre, Brasil.
- Schlünz, E.B. and van Vuuren, J.H. (2013). An investigation into the effectiveness of simulated annealing as a solution approach for the generator maintenance scheduling problem. *Electrical Power and Energy Systems*, 53, 166–174.
- Schwefel, H. and Rudolph, G. (1995). *Contemporary Evolution Strategies*. Berlin: Springer.