

SDDP-CORAL – Análise de Confiabilidade Composta e Avaliação de Adequação de Recursos

Manual de Metodologia

PSR

Conteúdo

1	Introdução	1
2	Conceitos e definições básicas.....	4
2.1	Componentes do modelo Markov de dois estados.....	4
2.2	Cenário de contingência de geração.....	4
2.3	Cenário de contingência do circuito.....	7
3	Métodos de solução.....	11
3.1	Monte Carlo Não Sequencial.....	11
3.2	Monte Carlo Pseudo-Sequencial	13
3.3	Monte Carlo Pseudo-Intervalo.....	18

1 INTRODUÇÃO

O SDDP-CORAL é o modelo de confiabilidade e adequação de recursos da PSR que está disponível dentro do SDDP sem nenhum custo adicional para usuários licenciados pelo SDDP. O CORAL avalia a confiabilidade composta de fornecimento (geração-transmissão) de sistemas de grande porte, levando em conta:

- Diversos elementos de sistemas de energia, tais como: térmica, hidrelétrica, renováveis não convencionais (como eólica, solar, biomassa, etc.) linhas de transmissão, dispositivos de armazenamento entre outros;
- Falhas na geração e na transmissão;
- Incerteza hidrológica;
- O efeito da incerteza hidrológica nos níveis de armazenamento dos reservatórios e, portanto, na capacidade de produção hidrelétrica;
- Incerteza na produção de geração renovável como eólica, solar, biomassa e PCHs;
- Variação de carga;
- Metodologia de ponta:
 - Implementação eficiente dos principais algoritmos de avaliação de confiabilidade;
 - Novo algoritmo de simulação que permite uma representação mais realista de pequenos dispositivos de armazenamento, como baterias e usinas solares concentradas (também conhecidas como termossolares ou CSPs).

O CORAL tem três níveis hierárquicos diferentes:

- **Sistema de geração:** avalia a existência de geradores suficientes dentro do sistema para atender à demanda levando em conta falhas de geração;
- **Sistema de transmissão:** avalia a integridade do sistema de transmissão e sua capacidade de transportar a energia necessária da geração à carga, levando em conta falhas de transmissão;
- **Sistema composto:** avalia a confiabilidade do sistema de energia dado levando em conta tanto as falhas de geração quanto de transmissão.

Vale ressaltar que a CORAL realiza **uma avaliação de adequação do sistema** que está relacionada à existência de instalações suficientes dentro do sistema para atender à demanda sem considerar aspectos relacionados à **avaliação de segurança** do sistema, ou seja, a capacidade do sistema de responder a distúrbios, incluindo pequenos e grandes distúrbios que resultam em instabilidade dinâmica, transitória ou de tensão de sistemas de potência.

Além disso, em relação à abordagem da solução, a CORAL realiza métodos de simulação baseados em Monte Carlo, nos quais são utilizados mecanismos estatísticos aleatórios de amostragem na seleção de contingências, considerando, adicionalmente, processos estocásticos que descrevem as incertezas associadas à demanda, ao estado hidrológico, às fontes renováveis, etc. A figura abaixo ilustra de forma didática os objetivos desses tipos de estudos:

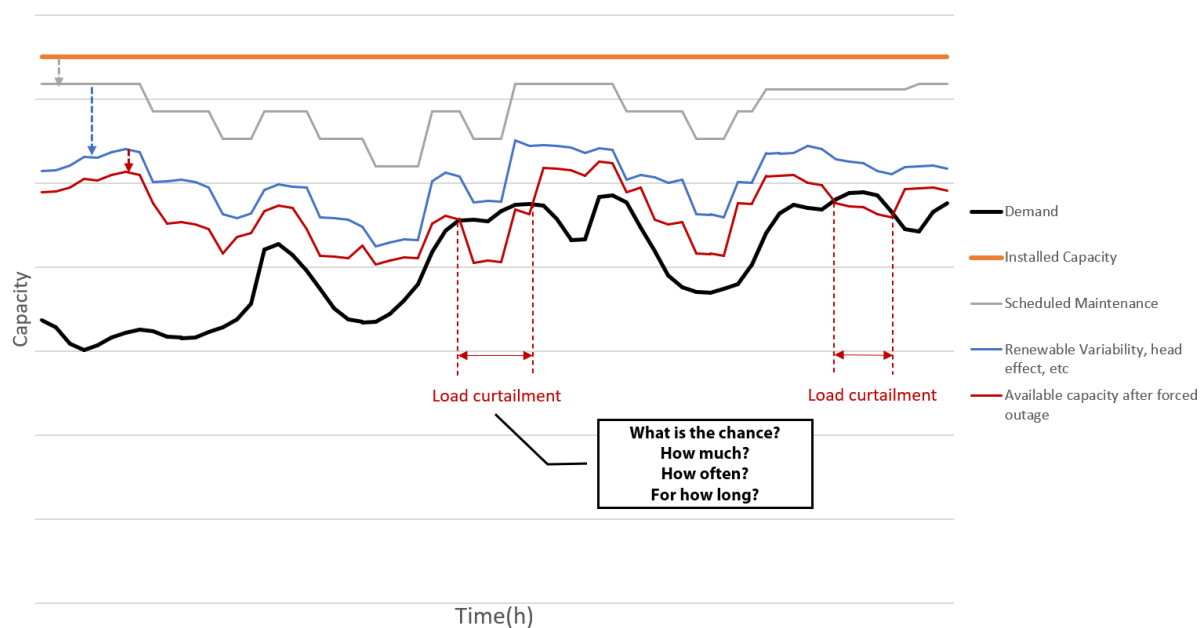


Figura 1. 1 – Exemplificação de um estudo de avaliação da adequação do sistema

Além disso, vale ressaltar que o CORAL apresenta três diferentes métodos de solução:

- **Monte Carlo Não Sequencial:** nesta estratégia de solução, é aplicada uma abordagem de amostragem de estados, nesse caso, o espaço de estados é amostrado aleatoriamente sem referência à cronologia de operação do sistema;
- **Monte Carlo Pseudo-Sequencial:** nesta estratégia de solução, o método não sequencial é utilizado para amostrar os espaços do estado e, depois disso, uma fase cronológica é adicionada para investigar as subsequências dos estados de perda de carga. Em outras palavras, a estratégia non-sequencial é usada para identificar os estados de falha. Então, para cada cenário de contingência (ou cenário de confiabilidade que será definido em detalhes na próxima sessão), se é identificado um estado de falha, a fase cronológica é feita. Caso contrário, o modelo já parte para o próximo cenário de contingência. Esta abordagem permite o cálculo dos índices de confiabilidade de frequência e duração.
- **Monte Carlo Pseudo-Intervalo:** nesta estratégia de solução, primeiro, a abordagem Pseudo-Sequencial é aplicada para identificar a região em torno das falhas e, depois disso, uma nova fase é adicionada para reotimizar os pequenos dispositivos de armazenamento (como por exemplo baterias) dentro do período para identificar se o sistema teria condições de evitar falhas.

Os três métodos de solução serão explicados em detalhe durante este documento, porém, o diagrama abaixo tem como objetivo prover uma visão geral e inicial sobre o SDDP-CORAL:

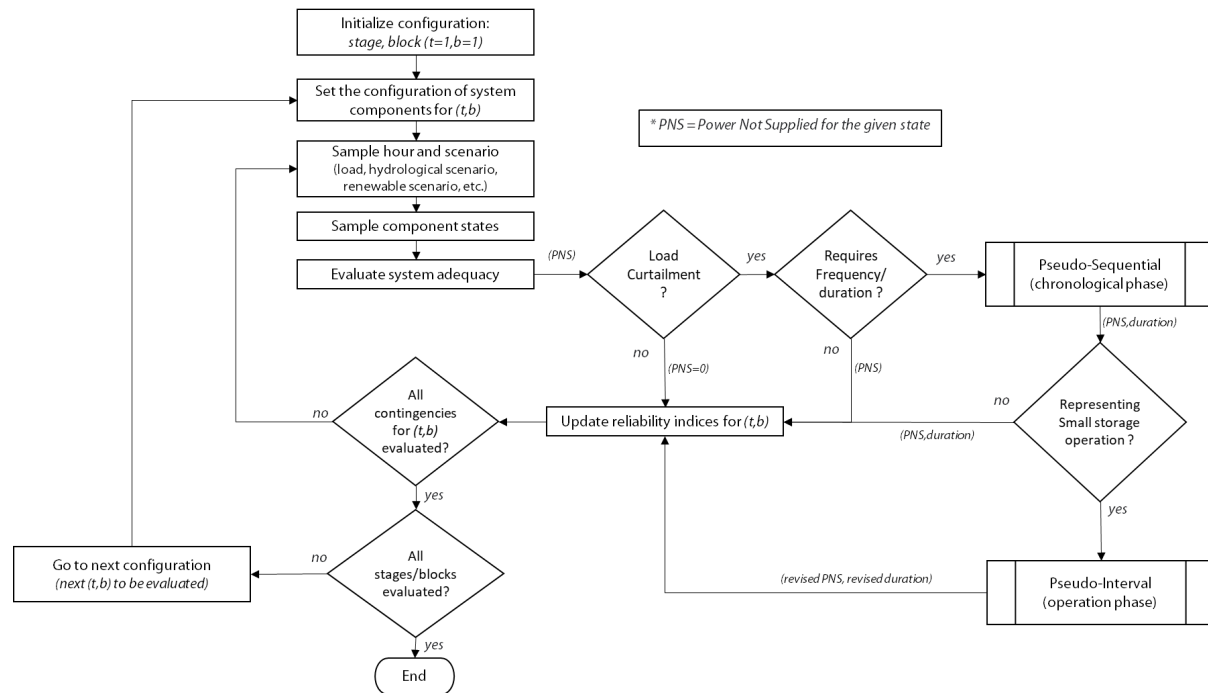


Figura 1. 2 – Visão geral do SDDP-CORAL

2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES BÁSICAS

2.1 Componentes do modelo Markov de dois estados

O modelo Markov de dois estados é amplamente aplicado em simulações estocásticas devido aos fatos que (i) muitos componentes do sistema de energia (unidades de geração, linhas de transmissão, transformadores, etc.) podem ser representados como uma variável binária aleatória (1 = operacional, 0 = falha) e (ii) a suposição de que os estados operacionais desses componentes seguem uma distribuição exponencial (propriedades "sem memória").

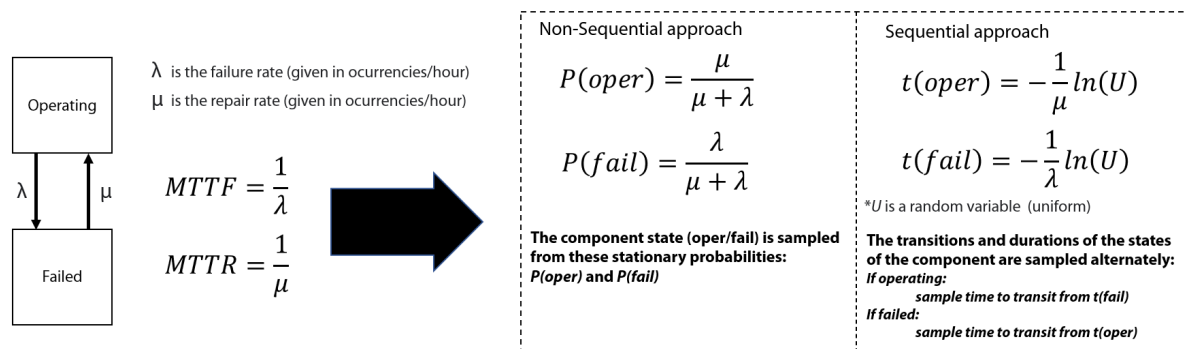


Figura 2. 1 – Componentes do modelo Markov de dois estados¹

2.2 Cenário de contingência de geração

Um cenário de contingência de geração corresponde à disponibilidade de energia de cada usina de geração, dadas as interrupções de várias unidades geradoras com base na taxa de interrupção forçada, que é um dado de entrada para o modelo CORAL.

Se o modelo Markov de dois estados fosse aplicado à tarefa, o procedimento para avaliar a capacidade de produção de uma planta (considerando interrupções nas unidades geradoras) consistiria na amostragem de um número aleatório entre 0 e 1 de uma distribuição uniforme e comparando-a com a taxa de interrupção dada pelo usuário. Se o número for menor que a taxa, então a unidade geradora não estará disponível no palco. Por outro lado, se o número for maior que a taxa, então a unidade estará disponível para operar. A potência disponível de cada usina é obtida multiplicando o número de unidades disponíveis pela capacidade de cada uma delas.

Seja η_i o número de unidades geradoras, seja τ_i a taxa de interrupção da fábrica i , e seja λ o número de unidades operacionais. Então, para obter a capacidade da planta i , executaríamos as seguintes etapas:

Inicialize o número de unidades operacionais, $k = 0$

Para cada unidade $n = 1, \dots, \eta_i$

Sortear um número δ de uma distribuição uniforme (0,1)

¹ MTTF: tempo médio para a falha (*mean time to failure* – em inglês); MTTR: tempo médio de reparo (*mean time to repair* – em inglês).

Se $\delta > \tau_i$, aumentar o número de unidades operacionais: $k = k + 1$

A capacidade do gerador é dada por $\bar{g}^l = \bar{g} \times \frac{k}{\eta_i}$

Como você pode ver, o modelo Markov de dois estados poderia ser aplicado imediatamente para representar cada unidade geradora. No entanto, essa abordagem é ineficiente quando há muitas unidades por planta. Uma abordagem mais eficiente é amostrar a capacidade total disponível das plantas a partir de uma **distribuição binomial**:

$$f(k; n; p) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \quad (1)$$

Onde:

- k é o número de unidades disponíveis
- n é o número total de unidades
- p é a probabilidade estacionária $p(\text{falha})$ de uma unidade

A melhoria de desempenho deve-se ao fato de que (para cada planta) a função de distribuição pode ser usada para construir $f(k; n; p)$ **uma distribuição cumulativa discreta**, dada pela tabela: $[P(0; n; p) \ P(1; n; p) \ P(2; n; p) \ \dots \ P(n-1; n; p) \ P(n; n; p)]$, antes do processo de simulação.

Durante o processo de simulação, o número de unidades disponíveis é amostrado a partir da tabela pré-calculada:

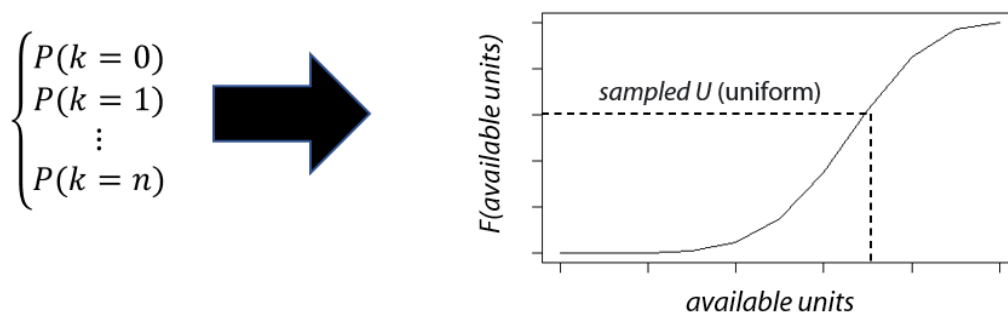


Figura 2.2 – O processo de amostragem do número de unidades disponíveis

Em resumo, para cenários de contingência de geração, a CORAL utiliza **uma discreta distribuição cumulativa** para cada planta, conforme explicado acima.

2.2.1 Considerando o efeito da variação da energia hidrelétrica em relação à cota líquida de um reservatório no cálculo das estatísticas de confiabilidade

Para usar esse recurso, o usuário deve habilitar a opção “Usar o limite de capacidade hidrelétrica do SDDP” disponível na tela “Análise de confiabilidade > Opções de confiabilidade”. Para obter mais detalhes, consulte o Manual do Usuário CORAL. Esta opção permite a integração com os resultados de um SDDP anterior executado utilizando a seguinte saída: “Potência hidro (sem falhas)”. Pode ser utilizado para representar a variabilidade na capacidade devido à variação do coeficiente de produção de acordo com o volume armazenado no reservatório. Se a execução do SDDP for estocástica, as capacidades hidrelétricas variam dependendo do cenário.

Ou seja, dependendo do cenário hidrológico, a energia disponível das usinas hidrelétricas pode ser afetada por decisões operacionais. Para usinas hidrelétricas com reservatórios, a energia depende da cabeça líquida, da diferença entre a elevação da água da cauda e a da baía. Como consequência, para considerar o efeito da variação da energia hidrelétrica em relação à cabeça líquida de um reservatório no cálculo das estatísticas de confiabilidade, é necessário executar previamente uma simulação estocástica da operação do sistema utilizando o modelo SDDP para obter os cenários de volume armazenados em cada reservatório de cada usina hidrelétrica em cada etapa.

Obtemos a potência disponível das usinas hidrelétricas com reservatório utilizando o coeficiente de produção, que varia dependendo da cabeça líquida do reservatório:

$$\bar{g}_i^h = \text{Min}\{\bar{g}_i, \bar{q}_i \times \rho(V_i)\} \quad (2)$$

Onde $\bar{g}_i$ é a capacidade instalada, $\bar{q}_i$ é a vazão máxima turbinável e $\rho(V_i)$ é o fator de produção (que depende do volume armazenado V_i) da usina hidrelétrica i .

Em relação às usinas fio d'água, é importante primeiro lembrar que cada uma tem um fator de modulação. Uma usina fio d'água com um fator de modulação igual a zero possui regulação livre, ou seja, toda a água que atinge cada bloco de carga pode ser usada em qualquer outro bloco de carga. Esse fator é contínuo de 0 a 1 (pode ser 0,2, 0,3, 0,87, etc.) e 1 significa que a usina não tem nenhuma capacidade de regulação dentro do estágio, ou seja, a água que chega no bloco de carga 1 deve ser turbinada ou vertida no próprio bloco de carga 1, não sendo possível transferir essa quantidade de água para qualquer outro bloco. Como consequência, as capacidades de usinas fio d'água escritas na saída SDDP "Potência hidro (sem falhas)" serão as seguintes:

- **Para usinas com fator de modulação = 0:**
 - Utiliza-se a mesma equação aplicada às usinas hidrelétricas com reservatório:
 - $\bar{g}_i^h = \text{Min}\{\bar{g}_i, \bar{q}_i \times \rho(V_i)\};$
- **Para usinas com fator de modulação > 0:**
 - Para cada bloco de carga b , calculamos a capacidade associada à água que não pode ser transferida para outro bloco:
 - $\bar{g}_1 = \text{fator de modulação} \times g_b;$
 - Em seguida, calculamos a geração "livre" dos outros blocos de carga que podem ser transferidos para o bloco b atual da seguinte forma:
 - $\bar{g}_2 = (1 - \text{fator de modulação}) \times \bar{g}_i;$
 - Enfim:
 - $\bar{g}_i^h = \text{Min}\{(\bar{g}_1 + \bar{g}_2), \bar{g}_i\};$

Por fim, vale ressaltar que, utilizando essa opção, em cada cenário de confiabilidade, será amostrado um cenário forward do SDDP.

2.3 Cenário de contingência do circuito

Enquanto os cenários de contingência do circuito estão sendo avaliados, serão amostradas as contingências do circuito (linhas de transmissão, transformadores, etc.).

Seja η_i o número de circuitos que fazem parte da lista de contingências, seja τ_i a probabilidade de interrupção do circuito i , seja λ o número de circuitos em contingência e NC o número total de circuitos no sistema de transmissão.

Em seguida, executaríamos as seguintes etapas:

Inicializar o número de circuitos em contingência, $c = 0$

Para cada circuito que faz parte da lista de contingência $n = 1, \dots, \eta_i$

Sortear um número δ de uma distribuição uniforme (0,1)

Se $\delta < \tau_i$, aumentar o número de circuitos em contingência: $c = c + 1$

E, claro, para aplicar contingência neste circuito, todos os seus dados são necessários (de barra, para barra, localização, parâmetros elétricos, etc.).

Depois de conhecer o status de todos os circuitos, a adequação do sistema é avaliada utilizando uma modelagem de fluxo de potência ótimo de corrente contínua (FPO CC ou FPO linearizado). O CORAL adota o fluxo de potência ativo linearizado em vez de fluxo de potência não linear devido às seguintes razões:

- O modelo linear fornece uma boa aproximação para fluxos de potência em redes de alta tensão em malha. Não tem problemas de convergência, que são comuns em cálculos não lineares de fluxo de potência (especialmente quando a rede não é reforçada);
- É mais fácil de aplicar quando se trata de contingências de circuito e ilhamentos de barras.

2.3.1 Formulação do fluxo de potência linearizado

O modelo de fluxo de energia linearizado de um sistema de corrente alternada (CA) é expresso pelas leis de Kirchhoff apresentadas abaixo.

2.3.1.1 Primeira lei de Kirchhoff

Esta lei representa o equilíbrio de potência ativo em cada barra CA (para simplicidade notacional, assumimos que cada barra tem geração e carga):

$$\sum_{k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i, \forall i = 1, \dots, I \quad (3)$$

Onde:

i índices de barra CA

k indexa os circuitos (K é o número de circuitos)

Ω_i é o conjunto de circuitos conectados diretamente à barra i

g_i é a geração da barra CA i (MW)

d_i é a carga da barra CA i (MW)

f_k é o fluxo de potência ativo no circuito k (MW)

I é o número de barra CA

A última equação pode ser representada na forma matricial como:

$$S f + g = d \quad (4)$$

Onde:

S é a matriz de incidência de dimensões $I \times K$, cuja coluna k -th tem zeros em todas as linhas, exceto as dos terminais das barras do circuito k -th, i_k e j_k .

f é o vetor de dimensão K dos fluxos de circuito (MW)

g é o vetor de dimensão I das gerações da barra CA (MW)

d é o vetor de dimensão I das cargas da barra CA (MW)

2.3.1.2 Segunda Lei de Kirchhoff

Para cada circuito CA esta lei é expressa por:

$$f_k = \gamma_k (\theta(i_k) - \theta(j_k)) \quad (5)$$

Onde:

γ_k é a susceptância do circuito (inverso da reação)

$\theta(i_k)$ é o ângulo de tensão da barra terminal do circuito i_k (rad)

$\theta(j_k)$ é o ângulo de tensão da barra terminal do circuito j_k (rad)

A última equação pode ser representada na forma matricial como:

$$f = |\gamma| S' \theta \quad (6)$$

Onde:

$|\gamma|$ é a matriz diagonal $K \times K$ das susceptâncias do circuito

S' é a matriz transporta de s (dimensão $K \times I$)

θ é o vetor de dimensão I dos ângulos de tensão da barra CA (em radianos)

2.3.1.3 Rede CC

Caso haja elos CC na rede, o fluxo de potência linearizado também representa equações de equilíbrio para as barras CC. Um barramento CC não tem geração ou carga, então sua equação de equilíbrio é expressa como:

$$S_D f_D + S_I^{DC} f_I = 0 \quad (7)$$

Onde f_D denota o vetor de variáveis de fluxo nos elos CC S_D denota a matriz de incidência do sistema CC; f_I é o vetor de variáveis de fluxo nos conversores CA/CC e S_I^{DC} é a parte CC da matriz de incidência CA-CC, ou seja, contém +1/-1 para barras CC, dependendo se o conversor CA/CC é definido como um inversor ou um retificador. Observe que o fluxo em um elo CC ou conversor CA/CC não está sujeito à segunda lei de Kirchhoff. As variáveis de fluxo para os elos CC e o conversor CA/CC têm limites inferiores e superiores cujos valores podem variar para cada bloco de carga.

Uma vez que a carga total corresponde à geração total para cada cenário de despacho, os limites de fluxo inferior e superior para os componentes do sistema CC não devem bloquear os fluxos de conversor CA/CC dado; se isso acontecer, a carga será removida, bem como o encaminhamento da geração necessária para restaurar o equilíbrio.

2.3.1.4 Resolução de equações linearizadas de fluxo de potência para a rede CA

Dado o vetor de geração g e o vetor de carga d para um cenário de despacho, os fluxos de potência correspondentes são calculados da seguinte forma. Vamos inicialmente assumir que não há elos CC. Substituindo f , como definido em (6), na equação (4) tem-se:

$$B \theta + g = d \quad (8)$$

onde $B = S | \gamma | S'$ é uma matriz $I \times I$ conhecida como matriz de susceptância². Em seguida, o sistema linear é resolvido e o vetor de ângulo de tensão θ ³ da barra é obtido:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \quad (9)$$

Finalmente, a solução θ é aplicada à equação (6) e o vetor de fluxo de potência f é obtido.

2.3.1.5 Resolvendo as equações linearizadas de fluxo de potência para a rede CC

Se a rede tiver elos CC, os fluxos de potência serão obtidos primeiramente resolvendo as equações da rede CA, adicionando às equações de balanço das barras CA as variáveis de fluxo dos conversores CA/CC associadas ao cenário de despacho:

$$B \theta - S_I^{AC} f_I + g = d \quad (10)$$

onde S_I^{AC} é a parte CA da matriz de incidência do conversor CA-CC, ou seja, contém -1/+1 para as barras CA, dependendo se o conversor CA/CC é definido como um inversor ou um retificador.

Supondo que f_I seja conhecido (ponto de operação dos conversores CA/CC), o vetor de ângulo de tensão θ pode ser avaliado pela solução do seguinte sistema linear:

$$\theta = B^{-1}(d - g + S_I^{AC} f_I) \quad (11)$$

² Note que após a amostragem de interrupções dos circuitos, o CORAL calculará a matriz de susceptância com base nos estados de todos os circuitos da rede.

³ Como a matriz B tem classificação $I - 1$, calcular sua matriz inversa B^{-1} requer a exclusão de uma barra da matriz B – por exemplo, o número de barras l (isso equivale a excluir a linha e a coluna associadas a barra l). A solução é escrita como $\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g})$, onde $\sim$ representa matrizes e vetores sem a barra l , conhecido como barra de referência. O ângulo de tensão da barra l , θ_l , é tomado como zero. Para simplificar a notação, uma linha zero e uma coluna zero são incluídas na matriz $\tilde{B}^{-1}$, correspondente à matriz B^{-1} .

Uma vez resolvido o sistema linear, o fluxo de potência CA f pode ser determinado pela equação (6) e pelo fluxo de potência CC f_D , resolvendo o sistema linear (7)

Por outro lado, se os pontos de operação dos conversores CA/CC forem desconhecidos, o fluxo de potência em ambos os sistemas é avaliado resolvendo um programa LP que considera as equações (6), (7) e o vetor f_I como uma variável livre, como mostrado abaixo.

2.3.1.6 Formulação final do FPO CC utilizada pelo SDDP-CORAL

Agora, levando em conta as subseções acima, será apresentada a formulação final do FPO CC usada pelo SDDP-CORAL contemplando as equações linearizadas de fluxo de potência para os sistemas CA e CC simultaneamente.

Quando os pontos de operação dos conversores CA/CC são desconhecidos, os fluxos de potência são calculados usando a solução do modelo FPO CC apresentado abaixo. É possível observar que em cada cenário de confiabilidade, o modelo FPO CC é resolvido para obter os resultados de confiabilidade, levando em considerações o estado do sistema (configuração de estágio/bloco, capacidades de gerador amostrado, estados de circuito amostrado, cenário de demanda, cenário de geração renovável, etc.):

$$z = \text{Min} \sum_{i=1}^I r_i \quad (12)$$

Sujeito a:

$$S_D f_D + S_I^{DC} f_I = 0 \quad (13)$$

$$B\theta - S_I^{AC} f_I + g + r = d \quad (14)$$

$$\underline{f}_I \leq f_I \leq \bar{f}_I \quad (15)$$

$$r \leq d \quad (16)$$

Onde:

z é o corte de carga total (MW)

r é o vetor de variáveis representando o corte de carga nas barras (MW)

$\underline{f}_I, \bar{f}_I$ são os limites operacionais dos conversores CA/CC

Como se pode ver, uma vez que a função objetivo é minimizar o corte de carga, após resolver o problema de otimização acima mencionado, o z^* , que é o resultado ótimo da função objetivo, pode ser interpretado como a potência esperada não atendida (em inglês é a *Expected Power Not Supplied* – EPNS) para esse cenário de confiabilidade dado.

3 MÉTODOS DE SOLUÇÃO

3.1 Monte Carlo Não Sequencial

Primeiro, conforme explicado no Manual do Usuário do CORAL, seja NC_{stage} o número de contingências por estágio, B o número de blocos de carga selecionados e NC_b o número de contingências por bloco. Então:

$$NC_b = \frac{NC_{stage}}{B} \quad (17)$$

Nesta estratégia de solução, para cada cenário de contingência NC_b , uma abordagem de amostragem de estado é aplicada na qual o espaço de estado é amostrado aleatoriamente sem referência à cronologia de operação do sistema. O método de solução Monte Carlo Não Sequencial é explicado através do script apresentado a seguir:

```

|| Enumerar os estágios do horizonte de estudo do CORAL
Para cada estágio  $t = 1, \dots, T$  do
    \\ Para cada bloco de carga selecionado
    Para cada bloco de carga  $b = 1, \dots, B$ :
        || Para cada cenário de contingência (ou cenário de confiabilidade)
        Para cada estado de cenário de contingência  $n = 1, \dots, NC_b$ :
            Passo 1:
                Se o estudo de confiabilidade tem resolução horário, amostre uma hora. Caso contrário, vá diretamente para o Passo 2.
            Passo 2:
                Amostrar um cenário forward do SDDP:
                    - Sempre necessário para cenários de renovável e demanda (se existirem);
                    - Sempre necessário para usinas hidrelétricas quando a opção de “Usar limite de capacidade hidrelétrica do SDDP” está selecionada;
                    - Necessário para baterias quando uma das seguintes opções está selecionada: “Limitar pelo armazenamento (além da capacidade)” ou “Usar injeções fixas calculadas pelo SDDP”.
            Passo 3:
                Amostrar estados de componentes.
            Passo 4:
                Avaliar a adequação do sistema.
            Passo 5:
                Atualizar índices de confiabilidade.

```

3.1.1 Diagrama de fluxo para resumir este método de solução

O script citado é resumido no diagrama de fluxo abaixo:

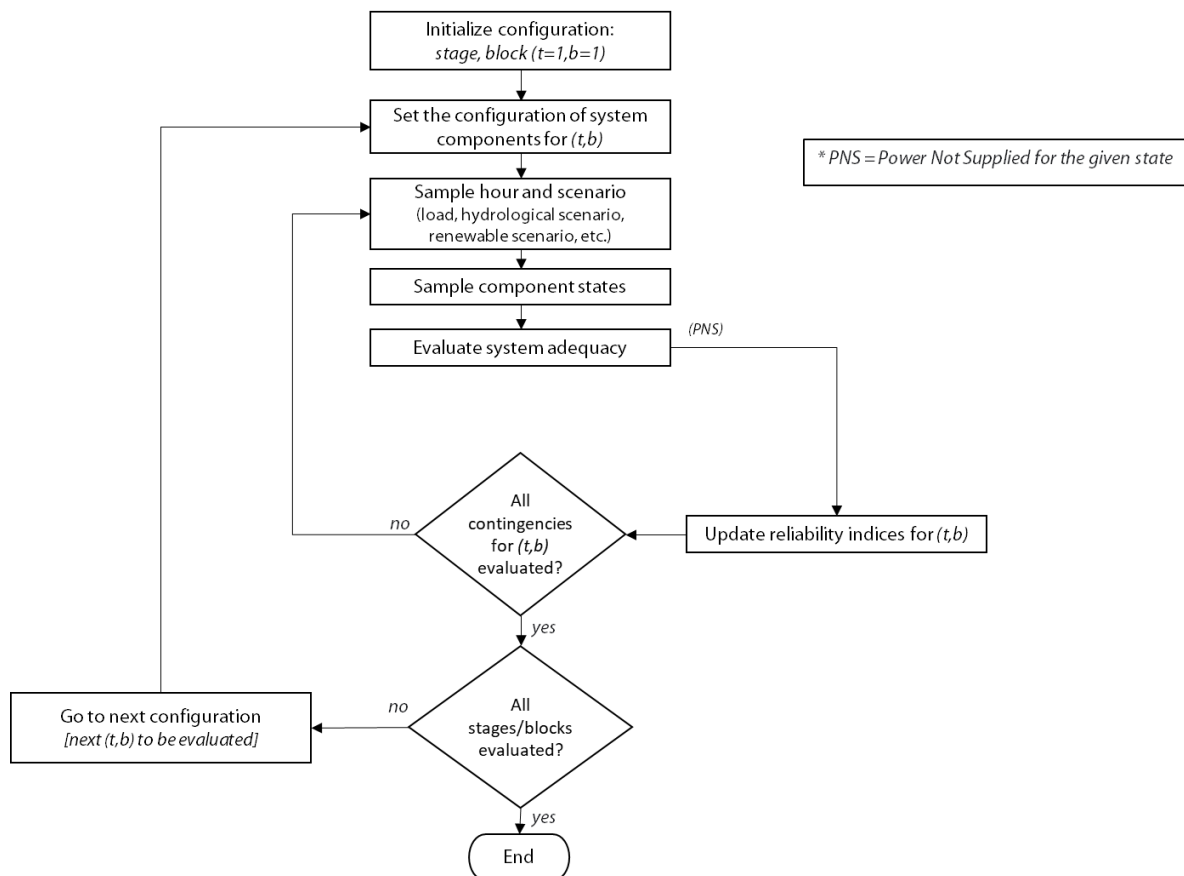


Figure 3.1 – Diagrama de fluxo do método de solução Monte Carlo Não Sequencial

Cabe ressaltar que:

- Mesmo que o estudo de confiabilidade tenha resolução horária, os índices de confiabilidade serão calculados por bloco de carga;
- Caso o usuário ative o nível hierárquico “Transmissão” na tela “Opções de execução > Análise de confiabilidade > Opções de confiabilidade” e a opção “Sem rede ou só com interconexões” na tela “Opções de execução > Despacho econômico > Transmissão e gasodutos”: no [Passo 4](#), o CORAL formulará um problema de otimização minimizando o corte de carga com representação multi-área (ou seja, representando apenas a primeira lei de Kirchhoff e os limites de fluxo nas interconexões) para verificar se a potência total disponível atende à demanda daquele estágio, cenário e bloco de carga (ou hora);
- Se o usuário ativar o nível hierárquico “Transmissão” na tela “Opções de execução > Análise de confiabilidade > Opções de confiabilidade” e a opção “Fluxo DC” na tela “Opções de execução > Despacho econômico > Transmissão e gasodutos”: no [Passo 4](#), se resolverá o problema de FPO CC (P), descrito na seção [“Formulação final do FPO CC utilizada pelo SDDP-CORAL”](#).

Para mais detalhes a respeito dos níveis hierárquicos e das opções de representação da transmissão, favor checar o diagrama abaixo:

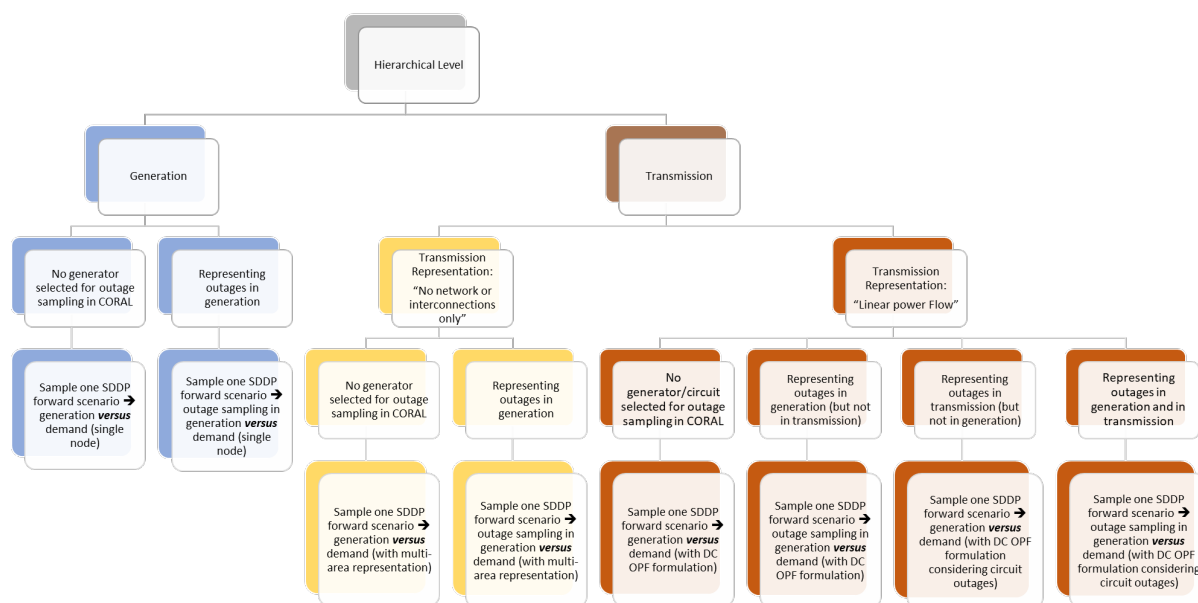


Figure 3.2 – Níveis hierárquicos e opções de representação da transmissão

Para mais detalhes sobre o cálculo dos índices de confiabilidade, consulte o capítulo 4 do manual do usuário do SDDP-CORAL.

3.2 Monte Carlo Pseudo-Sequencial

3.2.1 Introdução

O método de simulação estocástica apresentado na seção anterior é a Simulação Monte Carlo (SMC) Não Sequencial, que tem como principal característica a não representação da cronologia dos eventos durante a avaliação da confiabilidade. Embora este método seja bem mais eficiente computacionalmente, os sistemas elétricos podem possuir importantes componentes que requerem que a cronologia seja representada, de modo a se produzir resultados mais realistas.

Entre os componentes que demandam esta representação cronológica mais detalhada, destacam-se as baterias, uma vez que para se mensurar o real impacto de baterias na confiabilidade de sistemas elétricos, deve-se considerar a evolução da carga e descarga das mesmas ao longo de toda a duração das falhas.

Por outro lado, a simulação Monte Carlo Sequencial é uma abordagem que permite representar perfeitamente a cronologia dos eventos, mas que tem como grande desvantagem o alto custo computacional, que pode ser proibitivo dependendo do sistema analisado.

Por esta razão, desenvolvemos uma solução híbrida chamada de SMC Pseudo-Sequencial que permite que os estados de falha dos sistemas sejam identificados de forma não sequencial, mas que estes estados, depois de identificados, possam ser avaliados de forma cronológica, obtendo-se assim o mesmo detalhamento da Simulação Monte Carlo Sequencial, mas a um custo computacional bem inferior. Esta abordagem tem sido aplicada de forma eficaz, por exemplo, para estimar índices de confiabilidade de frequência e duração, como LOLF e LOLD.

3.2.2 Descrição da Abordagem Monte Carlo Pseudo-Sequencial

Na simulação pseudo-sequencial, os estados de falha poderiam ser identificados de forma análoga a simulação não sequencial, porém, como eventualmente é necessário analisar a cronologia dos eventos em torno dos pontos de falha, é usual que ao invés de se amostrar os estados dos componentes do sistema diretamente das suas probabilidades de operação/falha, se gere a priori uma grande quantidade de cenários cronológicos para todos os componentes do sistema e depois, durante a simulação, se tome a amostra de um estado do sistema como sendo a amostra de uma “fotografia específica” dentro dos cenários cronológicos gerados.

No método proposto para o CORAL, no entanto, parte-se da premissa de que os estados de operação dos componentes seguem a distribuição exponencial, que são distribuições “sem memória”, e explora-se suas propriedades para que os estados possam ser amostrados de maneira totalmente análoga a abordagem não sequencial, dispensando a necessidade de se gerar a priori este grande conjunto de cenários cronológicos.

3.2.2.1 Procedimento de amostragem, primeira fase

Desta forma, para esta primeira fase não sequencial, dado um estágio t , um bloco b , cada amostra do estado do sistema em cada “cenário de confiabilidade” corresponde a:

1. Uma amostra de um cenário forward do SDDP s ;
2. Uma amostra de uma hora h pertencente ao bloco b ;
3. Uma amostra dos estados dos componentes do sistema:
 - a. Usinas térmicas:

Para cada usina i , amostra do número de unidades disponíveis (x_{Ti}), dado o número total de unidades (N_{Ti}) a partir da probabilidade de falha de cada unidade (p_{Ti}) e da distribuição binomial:

$$x_{Ti} \sim B(N_{Ti}, p_{Ti}) \quad (18)$$

- b. Usinas hidroelétricas:

Para cada usina i , amostra do número de unidades disponíveis (x_{Hi}), dado o número total de unidades (N_{Hi}) a partir da probabilidade de falha de cada unidade (p_{Hi}) e da distribuição binomial:

$$x_{Hi} \sim B(N_{Hi}, p_{Hi}) \quad (19)$$

Obtenção da potência disponível (sem falha) associada ao estágio t , cenário forward s , bloco b (resultante da operação do sistema através do SDDP):

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b) \quad (20)$$

- c. Usinas renováveis:

Para cada usina i , amostra do número de unidades disponíveis (x_{Ri}), dado o número total de unidades (N_{Ri}) a partir da probabilidade de falha de cada unidade (p_{Ri}) e da distribuição binomial:

$$x_{Ri} \sim B(N_{Ri}, p_{Ri}) \quad (21)$$

Obtenção da produção de energia renovável associada ao estágio t , cenário forward s , hora h :

$$fc_i = fc_i(t, s, h) \quad (22)$$

d. Demandas:

Para cada demanda i , obtenção do seu respectivo valor associado ao estágio t , hora h :

$$d_i = d_i(t, h) \quad (23)$$

e. Baterias:

Para cada bateria i , obtenção da injeção líquida associada ao estágio t , cenário forward s , hora h :

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h) \quad (24)$$

A partir dos estados amostrados para os componentes, é calculada a adequação do sistema, verificando-se se o estado atual é um estado de sucesso, de modo que toda demanda possa ser atendida respeitando-se as restrições elétricas do sistema no estado, ou se é um estado de falha, com necessidade de corte de carga.

Se é um estado de sucesso, atualiza-se as estatísticas dos índices de confiabilidade e avança-se para o próximo estado. Se é um estado de falha, passa-se para o processo de análise cronológica da falha, de modo a se identificar o início e a duração da falha.

3.2.2.2 Simulação cronológica, segunda fase

A fase cronológica do método se divide em duas sub-fases: (i) sub-fase backward, na qual caminha-se cronologicamente no sentido inverso, partindo-se do estado corrente até se identificar a primeira hora da falha, e (ii) sub-fase forward, na qual caminha-se cronologicamente no sentido normal do tempo, até se identificar a última hora da falha. O resultado de ambas as sub-fases é a duração total do estado de falha.

Para que os estados dos componentes possam ser modelados nesta fase cronológica, conhecer apenas a probabilidade de falha de cada componente não é suficiente, sendo necessário também que se saiba o tempo médio de reparo de cada componente, de modo a ser possível a estimação das taxas de falha e reparo de cada componente, λ e μ , respectivamente.

Se um componente está operando, o tempo que levará até ele falhar, dada a distribuição exponencial, pode ser amostrado por:

$$T_f = -\frac{1}{\lambda} \log(u) \quad (25)$$

Onde, u é um número aleatório amostrado a partir da distribuição uniforme: $u \sim U(0,1)$

Analogamente, se um componente está sob falha, o tempo que levará até ele ser reparado, dada a distribuição exponencial, pode ser amostrado por:

$$T_R = -\frac{1}{\mu} \log(u) \quad (26)$$

Desta forma, na abordagem proposta, dado os estados $x(i)$ de cada um dos i componentes na fotografia (“snapshot”) obtida para o estado de falha do sistema, para cada componente, faz-se:

1. Verifica-se se $x(i)$ é um estado de operação ou falha do componente;
2. Se $x(i)$ é um estado de operação:
 - a. Amostra-se o tempo que levaria para o componente falhar, $T_f(i)$;
 - b. Amostra-se a qual instante de tempo, $t(i)$, a fotografia da falha do sistema (“snapshot”) corresponde, a partir da distribuição uniforme $t(i) \sim U(0, T_f(i))$;
 - c. Define-se o número de passos (horas) necessários para que o componente transite do estado de operação para o estado de falha na fase backward como sendo: $t(i)$, e o número de passos necessários para que o componente transite do estado de operação para o estado de falha na fase forward como sendo: $T_f(i) - t(i)$.
3. Se $x(i)$ é um estado de falha:
 - a. Amostra-se o tempo que levaria para o componente ser reparado, $T_R(i)$;
 - b. Amostra-se a qual instante de tempo, $t(i)$, a fotografia da falha do sistema (“snapshot”) corresponde, a partir da distribuição uniforme $t(i) \sim U(0, T_R(i))$;
 - c. Define-se o número de passos (horas) necessários para que o componente transite do estado de falha para o estado de operação na fase backward como sendo: $t(i)$, e o número de passos necessários para que o componente transite do estado de falha para o estado de operação na fase forward como sendo: $T_R(i) - t(i)$.

A partir desta definição inicial das transições “em torno” do ponto de falha (antes/depois), pode-se iniciar a fase backward da simulação:

1. Inicializa-se o passo $t = 1$ como sendo a primeira hora anterior ao instante da falha;
2. Verifica-se para cada componente i do sistema, se este atingiu o momento de transição de estados, isto é, se $t = t(i)$;
 - a. Se o componente deve transitar neste instante, atualiza-se o estado do componente $x(i)$ e amostra-se o número de horas necessárias para a próxima transição, utilizando-se $T_f(i)$ ou $T_R(i)$ dependendo do novo estado do componente.
3. Define-se a hora associada ao passo backward atual, $h_1 = h - t$, e obtém-se o bloco b_2 , associado a hora h_1 ;
4. Atualiza-se as variáveis dos componentes do sistema que dependem da hora, ou do bloco, como:
 - a. Usinas hidrelétricas:

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b_2) \quad (27)$$

- b. Usinas renováveis:

$$fc_i = fc_i(t, s, h_1) \quad (28)$$

- c. Demandas:

$$d_i = d_i(t, h_1) \quad (29)$$

- d. Baterias:

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h_1) \quad (30)$$

5. Analisa-se a adequação do sistema pra o novo ponto de operação:
 - a. Se o sistema continua em estado de falha, incrementa-se o passo backward, $t = t + 1$, e retorna-se ao passo 2;
 - b. Se o sistema passa para um “estado de sucesso”, registra-se o tempo total necessário para se obter o estado de sucesso, $T_{back} = t$ e passa-se para a fase forward do algoritmo.

A fase forward é similar a backward, porém as transições são realizadas no sentido normal da simulação:

1. Inicializa-se o passo $t = 1$ como sendo a primeira hora posterior ao instante da falha;
2. Verifica-se para cada componente i do sistema, se este atingiu o momento de transição de estados, isto é, se $t = T_f(i) - t(i)$;
 - a. Se o componente deve transitar neste instante, atualiza-se o estado do componente, $x(i)$, e amostra-se o número de horas necessárias para a próxima transição, utilizando-se $T_{f(i)}$ ou $T_{R(i)}$ dependendo do novo estado do componente.
3. Define-se a hora associada ao passo forward atual, $h_2 = h + t$, e obtem-se o bloco b_2 , associado a hora h_2 ;
4. Atualizam-se as variáveis dos componentes do sistema que dependem da hora, ou do bloco, como:
 - a. Usinas hidrelétricas:

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b_2) \quad (31)$$

- b. Usinas renováveis:

$$fc_i = fc_i(t, s, h_2) \quad (32)$$

- c. Demandas:

$$d_i = d_i(t, h_2) \quad (33)$$

- d. Baterias:

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h_2) \quad (34)$$

5. Analisa-se a adequação do sistema para o novo ponto de operação:
 - a. Se o sistema continua em estado de falha, incrementa-se o passo forward, $t = t + 1$, retorna-se ao passo 2;
 - b. Se o sistema passa para o “estado de sucesso”, registra-se o tempo total necessário para se obter o “estado de sucesso”, $T_{forw} = t$ e finaliza-se a fase cronológica do algoritmo.

Ao final do processo, a duração estimada para a falha é dada por $D = T_{forw} + T_{back}$.

3.2.3 Fluxograma do método de solução Monte Carlo Pseudo-Sequencial (fase cronológica)

O fluxograma apresentado a seguir resume a fase cronológica do método de solução Monte Carlo Pseudo-Sequencial.

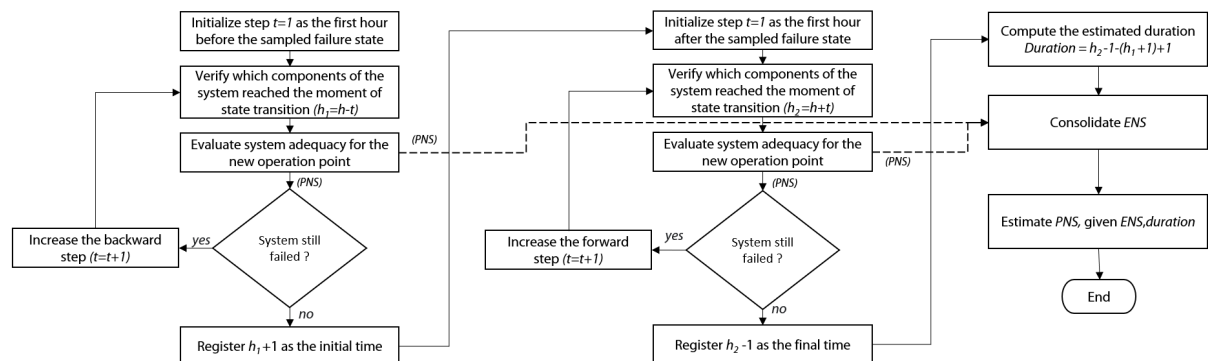


Figure 3.3 –Monte Carlo Pseudo-Sequencial (fase cronológica)

3.3 Monte Carlo Pseudo-Intervalo

Como pôde ser visto nas seções anteriores deste documento, o esquema Monte Carlo Pseudo-Sequencial identifica os estados de falha do sistema de maneira não sequencial, mas avalia cada estado identificado cronologicamente e pode ser efetivamente aplicado, por exemplo, para estimar índices de confiabilidade de frequência e duração, como LOLF e LOLD. No entanto, se houver baterias ou outros pequenos dispositivos de armazenamento no sistema, suas energias armazenadas podem evitar ou reduzir a energia não atendida durante falhas.

Neste caso, a representação de baterias exigiu uma extensão metodológica à nossa SMC Pseudo-Sequencial original. O motivo é que as baterias possuem uma resposta dinâmica rápida que permite que sejam redespachadas, mas sendo limitadas pela capacidade de armazenamento (além da capacidade instalada). Portanto, torna-se necessário otimizar o uso de sua energia armazenada ao longo da duração das falhas dos componentes do sistema. A metodologia estendida, conhecida como SMC Pseudo-Intervalo, otimiza a operação do armazenamento ao longo de toda a duração do estado de falha (*"perfect forecast"*). Isso permite uma representação mais realista das ações que os operadores poderiam realizar em termos de redespacho de baterias nesses momentos.

Conforme anteriormente descrito, a simulação pseudo-sequencial convencional, na qual a adequação dos estados do sistema é simulada passo a passo, não permite representar o comportamento real da operação do sistema quando há baterias ou outros pequenos dispositivos de armazenamento, pois na vida real, contando com estes dispositivos, o operador pode utilizar o conhecimento do comportamento previsto do sistema para despachar de forma mais inteligente as baterias ao longo da duração da falha de um componente.

Para ter essa modelagem mais realista, a metodologia pseudo-intervalo adiciona uma fase extra à simulação pseudo-sequencial na qual resolve um problema de despacho horário ótimo para toda a duração do estado de falha, ou seja, para o período entre o início da falha, anteriormente identificado pela simulação backward, e o fim da falha, identificado pela simulação forward. Nesta fase, a bateria deixa de ser representada como uma injeção fixa definida pela simulação horária do SDDP, e passa a ter suas características físicas, como o balanço de armazenamento de energia, representadas com mais detalhes.

1. Faz-se de $t = 1$ até $t = D$, correspondentes ao primeiro e ao último instantes de falha identificados respectivamente nas fases backward e forward:
 - a. Restaura-se os estados amostrados para os componentes, durante as simulações backward e forward, para o instante t . Isto é, se t corresponde a um instante analisado durante a fase backward, restauram-se os estados dos componentes para aquele instante analisado durante a simulação backward; se t corresponde a um instante analisado durante a fase forward, restauram-se os estados dos componentes para aquele instante analisado durante a simulação forward;
 - b. Determina-se a hora h_2 associada ao instante t , e obtem-se o bloco b_2 associado;
 - c. Atualiza-se as variáveis dos componentes do sistema que dependem da hora, ou do bloco, de maneira análoga ao já apresentado para as simulações backward e forward;
 - d. Acrescenta-se ao problema as variáveis e restrições que definem a adequação do sistema para o instante t ;
 - i. As principais diferenças nas restrições e variáveis acrescentadas ao problema de adequação nesta fase, em relação às análises anteriores, se referem a modelagem da bateria. Nesta fase, as baterias não são mais modeladas como injeções fixas, mas sim através das suas variáveis e restrições que definem o comportamento das mesmas de forma mais detalhada na operação:

1. Geração da bateria:

$$g(i, t) = g(i, t)^+ - g(i, t)^- \quad (35)$$

Onde, $g(i, t)^+$ indica o quanto a bateria está gerando (descarregamento), e $g(i, t)^-$ indica o quanto a bateria está consumindo (carregamento);

2. Restrição de capacidade:

$$g(i, t) \leq C(i) \quad (36)$$

Onde, $C(i)$ é a capacidade nominal da bateria i ;

3. Balanço de energia:

$$e(i, t + 1) = e(i, t) - \frac{g(i, t)^+}{a(i)} + b(i)g(i, t)^- \quad (37)$$

Onde, $e(i, t)$ é a energia armazenada na bateria i no instante t , $a(i)$ é a eficiência de descarga e $b(i)$ a eficiência de carga;

4. Restrição de energia armazenada:

$$e(i, t) \leq E(i) \quad (38)$$

Onde, $E(i)$ é a energia armazenável máximo da bateria i ;

5. Restrições de rampa de carga e rampa de descarga:

$$e(i, t + 1) - e(i, t) \leq R_c(i) \quad (39)$$

$$e(i, t) - e(i, t + 1) \leq R_d(i) \quad (40)$$

Onde, $R_c(i)$ é a rampa de carga e $R_d(i)$ é a rampa de descarga da bateria i .

O problema de adequação acoplado para todo o horizonte de falha é então resolvido, e posteriormente verificamos se o estado de falha ao longo de toda a duração foi eliminado pelo redespacho da bateria. Se sim, as estatísticas de confiabilidade são atualizadas como um “estado de sucesso”. Caso contrário, atualizamos as estatísticas de corte de carga e outros índices de confiabilidade de relacionados a estados de falha.

3.3.1 Fluxograma do método de solução Monte Carlo Pseudo-Intervalo (fase de operação)

O fluxograma apresentado a seguir resume a fase operativa do método de solução Monte Carlo Pseudo-Intervalo.

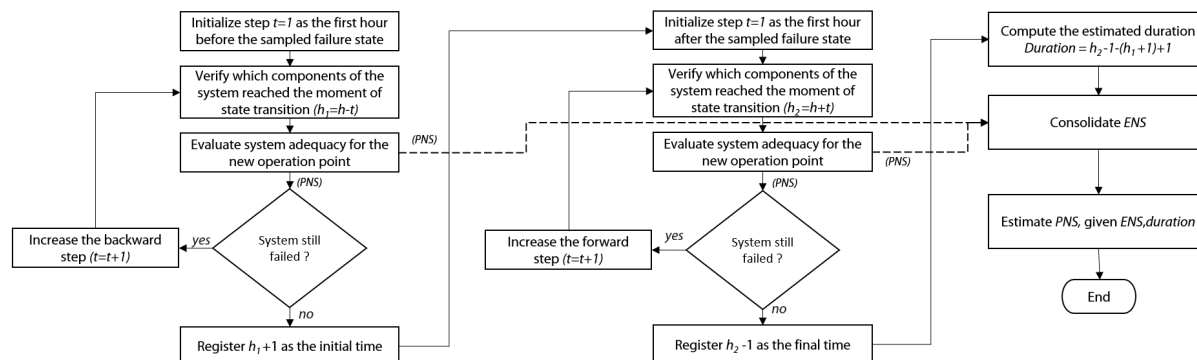


Figure 3.4 –Monte Carlo Pseudo-Intervalo (fase de operação)