

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**IMPACTO NA FIABILIDADE DE UM SISTEMA
PRODUTOR, DEVIDO À INTRODUÇÃO DE CENTROS
PRODUTORES COM RECURSOS PRIMÁRIOS FINITOS
E VOLÁTEIS - Centrais Hídricas**

Luís Filipe Moura Pereira

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva
Co-orientador: Eng.º Virgílio Mendes

Junho de 2010

© Luís Filipe Moura Pereira, 2010

Resumo

O cálculo da fiabilidade de sistemas produtores de energia eléctrica pode ser utilizado em estudos de planeamento para avaliar a capacidade desse sistema ser capaz de alimentar uma carga futura, revelando-se uma ferramenta importante que permite avaliar a necessidade de novos investimentos no sistema. Este tipo de estudos é ainda importante para avaliar o impacto que calendarizações das acções de manutenção podem ter na fiabilidade do sistema.

A análise da fiabilidade de sistemas hidrotérmicos inclui normalmente o cálculo de índices de fiabilidade. Estes índices são normalmente calculados para períodos de um ano, e têm em consideração o programa de manutenções das unidades térmicas.

Esta dissertação descreve uma metodologia de análise do risco do sistema tendo em conta a variabilidade da energia hídrica disponível e considerando a influência do programa de manutenções das centrais térmicas. A obtenção de índices como o LOLP (*Loss of Load Probability*) ou o LOLE (*Loss of Load Expectation*) é aqui descrito.

A metodologia considerada para a inclusão das centrais hidroeléctricas nos estudos de fiabilidade consiste em utilizar em cada período em que o estudo é decomposto, uma capacidade hídrica disponível devido a limitações de energia. Esta capacidade hídrica é então adicionada à tabela das capacidades fora de serviço, considerando que, durante esse período, a capacidade hídrica se mantém constante. Os índices de fiabilidade são então calculados através da convolução da tabela de capacidades fora de serviço com o diagrama de cargas do sistema.

No âmbito desta dissertação é estudado o sistema hidrotérmico português e é ainda, a título de exemplo, analisado o sistema teste RTS do IEEE, normalmente utilizado neste tipo de estudos.

Abstract

Reliability calculation in electric power systems can be used in planning studies to assess the system ability to feed a future load, and it proved to be an important tool for assessing the need for new investment in the system. This type of studies is important to assess the impact of schedules maintenance actions may have on the system reliability.

Reliability analysis of hydrothermal generating systems usually involves the calculation of reliability indices. These indices are usually calculated for one year period, and take into consideration the maintenance program of the thermal units.

This thesis describes a risk analysis methodology for the power system taking into account the variability of hydro energy available, and considering the influence of the maintenance program of thermal units. It is described here how to obtain reliability indices like LOLP (Loss of Load Probability) and LOLE (Loss of Load Expectation).

The considered methodology for inclusion of hydroelectric units in reliability studies is to use in each period, in which the study is divided, the hydro capacity available due to power limitations. This hydro capacity is then added to the capacity outage probability table, considering that during each period, the hydro capacity remains constant. The reliability indices are then obtained by the convolution of the capacity outage probability table with the system load diagram.

In this thesis the Portuguese hydrothermal system is studied and, as an example, the test system RTS of the IEEE, which is normally used in such studies, is also analyzed.

Résumé

Le calcul de la fiabilité des systèmes producteurs d'énergie électrique peut être utilisé dans des études de planification, pour évaluer si le système a la capacité d'être capable de nourrir une charge future. Cet outil a devenu très important car il permet d'évaluer la nécessité des nouveaux investissements dans le système. Ce type d'étude est aussi important pour évaluer l'impact que les chronométrages des actions de maintenance peuvent avoir sur la fiabilité du système.

L'analyse de la fiabilité des systèmes hydro-thermiques, implique généralement le calcul des indices de fiabilité. Ces indices sont généralement calculés pour des périodes annuelles, et prennent en compte le programme de maintenance des unités thermiques.

Cette thèse décrit une méthode d'analyse du risque du système, en tenant compte la variabilité de l'énergie hydraulique disponible et de l'influence du programme de maintenance des centrales thermiques. L'obtention des indices tels que LOLP (*Loss of Load Probability*) et le LOLE (*Loss of Load Expectation*) est décrite ici.

La méthodologie utilisée pour l'inclusion des centraux hydroélectriques dans des études de fiabilité, a comme principe utiliser à chaque période que l'étude est décomposée, une capacité hydraulique disponible en raison des limitations d'énergie. Cette capacité hydraulique est donc ajoutée au tableau des capacités hors service, étant donné que pendant cette période la capacité hydraulique est constante. Les indices de fiabilité sont calculés par convolution du tableau de capacités hors service avec le diagramme des charges du système.

Dans le cadre de cette thèse est étudié le système hydrothermaux portugais et aussi, a titre d'exemple, c'est analysé le système de test RTS de l'IEEE, normalement utilisées dans ces études.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais por sempre terem acreditado em mim e pelo esforço feito ao longo destes anos para me proporcionarem uma educação que me permitisse olhar para o futuro com optimismo.

Agradeço ao meu irmão pela amizade.

Ao Professor Tomé Saraiva pela disponibilidade e pela ajuda prestada ao longo da dissertação.

Agradeço aos Engenheiros Virgílio Mendes e José Carlos Sousa da EDP Produção S.A. pela oportunidade de realizar este trabalho e pela ajuda no esclarecimento de dúvidas.

Agradeço também aos meus companheiros de luta, a todos aqueles que ao longo dos anos estiveram presentes de uma forma ou de outra durante o meu percurso académico.

E por fim, mas não menos importante, agradeço à Marta por todo o apoio dado ao longo dos anos, pelo amor, carinho e por me ter suportado nos momentos mais difíceis. Daqui a pouco é a tua vez!

"O único lugar onde sucesso vem antes do trabalho é no dicionário"

Albert Einstein

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Résumé	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xviii
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Considerações gerais	1
1.2 - Motivação	2
1.3 - Estrutura	2
Capítulo 2	5
Estado da arte	5
2.1 - Fiabilidade do sistema eléctrico	5
2.1.1 - Aspectos gerais	8
2.1.2 - Métodos de cálculo da fiabilidade do sistema produtor	9
2.1.3 - Método probabilístico.....	9
2.1.4 - Modelo de produção	10
2.1.5 - Modelo de carga	17
2.1.6 - Modelo de risco	18
2.2 - Sistema de produção e transmissão	22
2.3 - Sistema de distribuição	23
2.4 - Síntese	23
Capítulo 3	27
Centrais Hídricas	27
3.1 - Considerações gerais	28
3.2 - Fiabilidade das centrais hidroeléctricas	30

3.3 - Centrais sem capacidade de armazenamento	30
3.4 - Centrais com capacidade de armazenamento	32
3.5 - Variabilidade da energia hídrica	35
3.6 - Conclusões	36
Capítulo 4	37
Programa desenvolvido para a análise do risco	37
4.1 - Descrição do problema	37
4.2 - Metodologia implementada	37
4.2.1 - Introdução	37
4.2.2 - Centrais térmicas.....	38
4.2.3 - Centrais hidroeléctricas.....	39
4.2.4 - Diagrama de cargas	41
4.2.5 - Algoritmo utilizado.....	42
4.3 - Interface da aplicação	43
4.4 - Conclusão	52
Capítulo 5	53
Casos de estudo	53
5.1 - Caso 1.....	53
5.1.1 - Sistema hidrotérmico sem limites de energia hídrica	55
5.1.2 - Sistema hidrotérmico com limites de energia hídrica	57
5.1.3 - Sistema hidrotérmico com limites de energia e manutenção	59
5.1.4 - Comparação de resultados.....	59
5.2 - Caso 2.....	61
5.2.1 - Cenário base	61
5.2.2 - Cenário base com manutenção	63
5.2.3 - Centrais hídricas com limitação de energia sem manutenção	65
5.2.4 - Centrais hídricas com limitação de energia e com manutenção.....	67
5.2.5 - Comparação de resultados.....	67
Capítulo 6	69
Conclusões	69
Referências	71
Anexo A.....	73

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Custo incremental da fiabilidade	6
Figura 2.2 - Fiabilidade e custo total do sistema	6
Figura 2.3 - Zonas funcionais de um sistema eléctrico de energia	7
Figura 2.4 - Níveis hierárquicos de um sistema eléctrico de energia.....	8
Figura 2.5 - Modelo do SEE para o nível HL1	8
Figura 2.6- Tarefas conceptuais nos estudos HL1	10
Figura 2.7 - Modelo de dois estados de um gerador	10
Figura 2.8 - Representação gráfica do histórico de uma unidade	11
Figura 2.9 - Diagrama representativo de todos os estados possíveis	14
Figura 2.10 - Exemplo da inclusão da manutenção programada num sistema eléctrico	17
Figura 2.11 - Diagrama de cargas classificado	18
Figura 2.12 - Diagrama de cargas horário ibérico do dia 17-03-2010.....	18
Figura 2.13 - Probabilidade acumulada da frequência das pontas do sistema	20
Figura 2.14 - Energia não fornecida devido a uma capacidade fora de serviço	22
Figura 3.1 - Diagrama de cargas do dia 10 de Março de 1998.....	29
Figura 3.2 - Diagrama de cargas horário com a inclusão da energia hídrica	33
Figura 3.3 - Diagrama de cargas classificado com a inclusão da energia hídrica	34
Figura 3.4 - Diagrama de cargas utilizado no método ELDC.....	35
Figura 4.1 - Método aproximado para inclusão da manutenção no diagrama de cargas	39
Figura 4.2 - Fluxograma da construção da tabela das CFS	42
Figura 4.3 - Fluxograma da convolução do modelo de carga com o modelo de produção para a obtenção do modelo de risco.....	43
Figura 4.4 - Interface da aplicação desenvolvida	44
Figura 4.5 - Mensagem de erro para um valor errado da indisponibilidade	45
Figura 4.6 - Inserção de nova central térmica	45
Figura 4.7 - Alteração dos dados das centrais térmicas	46
Figura 4.8 - Janela de remoção de centrais térmicas	46

Figura 4.9 - Características da carga.....	47
Figura 4.10 - Folha de cálculo "Dados"	48
Figura 4.11 - Regimes hídricos do sistema	49
Figura 4.12 - Cálculo da tabela das CES	50
Figura 4.13 - Mensagem de aviso	50
Figura 4.14 - Cálculo dos índices de fiabilidade.....	51
Figura 4.15 - Janela com os dados da capacidade em manutenção ao longo do período de estudo.....	52
Figura 5.1 - Diagrama de cargas	55
Figura 5.2 - Distribuição mensal do LOLE	56
Figura 5.3 - Capacidade indisponível devido a manutenção	56
Figura 5.4 - Capacidade hídrica disponível em cada período	57
Figura 5.5 - Distribuição mensal do LOLE	58
Figura 5.6 - Reserva disponível.....	59
Figura 5.7 - Índice de produtividade hidroeléctrica para o ano de 2009 [22].....	60
Figura 5.8 - LOLP mensal do cenário base do IEEE-RTS.....	62
Figura 5.9 - Diagrama de cargas do IEEE-RTS.....	62
Figura 5.10 - Distribuição mensal do LOLE	63
Figura 5.11 - Capacidade indisponível devido a manutenção.....	64
Figura 5.12 - Distribuição mensal do LOLE	65
Figura 5.13 - Distribuição mensal do LOLE	66
Figura 5.14 - Distribuição mensal do LOLE	67

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Sistema produtor.....	13
Tabela 2.2 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço	13
Tabela 2.3 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço	13
Tabela 2.4 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço	13
Tabela 2.5 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço do sistema produtor	14
Tabela 2.6 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço com a inclusão de um novo grupo	16
Tabela 3.1 - Distribuição da capacidade de uma central hídrica sem capacidade de armazenamento de energia	31
Tabela 3.2 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=0$ MW.....	31
Tabela 3.3 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=10$ MW	32
Tabela 3.4 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=15$ MW	32
Tabela 4.1 - Regimes hídricos considerados	40
Tabela 4.2 - Tabela de probabilidades para o regime hídrico 1.....	40
Tabela 4.3 - Tabela de probabilidades para o regime hídrico 2.....	41
Tabela 5.1 - Dados do parque térmico.....	54
Tabela 5.2 - Programa de manutenções	54
Tabela 5.3 - Comparação de resultados	60
Tabela 5.4 - Dados das centrais hidroeléctricas do IEEE-RTS	61
Tabela 5.5 - Capacidade hidráulica disponível em cada regime hídrico	66
Tabela 5.6 - Comparação de resultados	68
Tabela A.1 - Diagrama de cargas semanal em percentagem da ponta anual	74

Tabela A.2 - Ponta de carga diária em percentagem da ponta semanal.....	75
Tabela A.3 - Centrais produtoras do sistema	75
Tabela A.4 - Calendarização das acções de manutenção	76

Abreviaturas e Símbolos

CES - Capacidade Em Serviço
CFS - Capacidade Fora de Serviço
EDP - Energias de Portugal
ELDC - *Equivalent Load Duration Curve*
ENF - Energia Não Fornecida
FEUP- Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
f - Frequência
F.O.R. - *Forced Outage Rate*
HL1 - *Hierarchical Level 1*
HL2 - *Hierarchical Level 2*
HL3 - *Hierarchical Level 3*
IEEE - *Institute of Electric and Electronic Engineers*
LOLE - *Loss of Load Expectation*
LOLP - *Loss of Load Probability*
MTTR - *Mean Time To Repair*
MTTF - *Mean Time to Failure*
MTBF - *Mean Time Between Failure*
m - tempo médio de funcionamento
PRE - Produção em regime especial
r - tempo médio de reparação
REN - Redes Energéticas Nacionais
RTS - *Reliability Test System*
T - Período
VBA - *Visual basic for applications*
 λ - taxa de avaria
 μ - taxa de reparação

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Considerações gerais

A energia eléctrica é um bem que assume grande importância na sociedade actual. Desde o seu aparecimento na forma como a conhecemos que vem assumindo um papel preponderante na economia mundial. É cada vez mais a base de todas as actividades humanas, sendo indispensável para o seu normal funcionamento. O aumento da procura de energia eléctrica nas últimas décadas e as crescentes interligações entre os sistemas eléctricos de energia tornaram estes sistemas numa das maiores e mais complexas “máquinas” criadas pelo ser humano. A sua dimensão ultrapassa fronteiras, e, devido à elevada dependência energética existente, espera-se que nunca falhem. No entanto esta elevada fiabilidade exige investimentos, de modo a torna-lo cada vez mais robusto, fiável e pretendendo-se portanto, evitar situações de falha, ou má operação.

Desde o início de utilização deste tipo de energia que muitos paradigmas se foram alterando, promovendo alterações drásticas no bem-estar das pessoas, indústrias, etc. A elevada dependência energética leva à necessidade de garantir padrões elevados de qualidade e continuidade no abastecimento de energia eléctrica. Para garantir que as expectativas dos consumidores são correspondidas há a necessidade de investir em investigação e desenvolvimento de estudos e tecnologias que visem melhorar o fornecimento de energia eléctrica e garantir a satisfação dos consumidores.

Apesar da necessidade de níveis de qualidade elevados, surge do outro lado da balança o factor económico. Não é possível garantir elevados níveis de qualidade se isso implicar custos exorbitantes, tornando-se necessário que haja um balanço razoável entre a fiabilidade dos sistemas eléctricos e os custos de planeamento, operação e investimento.

Os estudos de fiabilidade são ferramentas importantes para um correcto planeamento e operação dos sistemas eléctricos de energia. Através dos índices de risco calculados nos estudos de fiabilidade é possível obter uma medida sobre a necessidade de realizar novos

investimentos, ou seja, se os índices calculados forem demasiado elevados, poderá ser importante investir no sistema de modo a aumentar a sua fiabilidade.

Este tipo de estudos assume maior importância em sistemas com elevada penetração de energia hídrica, como é o caso do Brasil, onde a produção de energia depende essencialmente dos fluxos de água dos rios. O principal problema deve-se ao carácter dinâmico das reservas nas albufeiras e das incertezas associadas aos caudais dos rios. Estes aspectos condicionam a energia disponível que, por sua vez, determina a fiabilidade de alimentação das cargas.

1.2 - Motivação

A presente dissertação surgiu dum proposta da EDP Produção S.A. com o objectivo de desenvolver uma aplicação computacional que permitisse o cálculo de índices de fiabilidade do sistema produtor, considerando centrais produtoras com recursos primários finitos e voláteis, mais concretamente sistemas hidroeléctricos. É também objectivo desta dissertação promover uma análise à fiabilidade do sistema hidrotérmico português, cuja componente hídrica é considerável.

Este trabalho foi desenvolvido na área do cálculo da fiabilidade de sistemas eléctricos de energia considerando sistemas produtores hidrotérmicos. Os estudos de adequação de sistemas produtores puramente térmicos encontram-se amplamente divulgados e são realizados recorrendo a métodos analíticos ou de simulação. Por outro lado, foi necessário modelizar a inclusão das centrais hídricas no estudo de fiabilidade, uma vez que a indisponibilidade destas centrais deve-se principalmente à falta do recurso água, contrariamente às centrais térmicas em que a indisponibilidade se deve a saídas de serviço forçadas devido a avarias.

O objectivo desta dissertação foi então o de desenvolver uma aplicação capaz de calcular o LOLP e LOLE de um sistema produtor considerando a influência de centrais hidroeléctricas e da calendarização das acções de manutenção. Assim foi implementado um algoritmo em *Visual Basic for Applications* (VBA) que permite o cálculo destes índices de fiabilidade.

1.3 - Estrutura

A dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos, os quais são resumidos a seguir.

No Capítulo 1 é apresentada uma introdução à fiabilidade de sistemas eléctricos e para além disso também é feita a descrição da estrutura desta dissertação.

No Capítulo 2 são revistos os principais métodos utilizados para analisar a fiabilidade dos sistemas eléctricos. É dado maior ênfase aos métodos analíticos utilizados para os estudos de fiabilidade do sistema produtor.

No Capítulo 3 são apresentadas as principais características das centrais hidroeléctricas e são apresentados os modelos normalmente utilizados em estudos de fiabilidade que incluem estas centrais.

O Capítulo 4 descreve a aplicação criada para a avaliação do risco e são discutidos os pressupostos seguidos no seu desenvolvimento. São aqui abordados também os dados de entrada da aplicação e são explicadas algumas das suas potencialidades.

No Capítulo 5 são apresentados dois casos de estudo, onde se calcula a fiabilidade dos sistemas utilizando a aplicação desenvolvida no âmbito desta dissertação. O primeiro caso é baseado no sistema eléctrico português, onde é feita a análise ao sistema hidrotérmico e calculados os seus índices de fiabilidade. O segundo caso utiliza um sistema de teste do IEEE utilizado em estudos de fiabilidade do sistema produtor. Também aqui é feita a análise ao sistema e calculada a sua fiabilidade.

Finalmente o Capítulo 6 apresenta uma síntese do trabalho realizado e aborda as principais conclusões a retirar da dissertação.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 - Fiabilidade do sistema eléctrico

Um sistema eléctrico de energia tem como objectivo fornecer energia eléctrica aos clientes, da forma mais económica possível assegurando um determinado grau de continuidade e qualidade. Actualmente o consumidor espera que as suas cargas sejam sempre alimentadas, existindo uma grande dependência energética. Apesar da expectativa do consumidor não é fisicamente possível suprir em todos os instantes os consumos existentes devido a falhas aleatórias do sistema eléctrico. Essas falhas de abastecimento podem no entanto ser diminuídas. Para isso torna-se necessário investir no sistema eléctrico, tornando-o redundante, diminuindo a probabilidade de falha do sistema. A pergunta que fica no ar é “Quão redundantes devem ser os componentes do sistema e a que preço?”. Esta é uma pergunta a que se deve dar resposta antes de iniciar a expansão do sistema ou o reforço. Uma das formas de avaliar a questão é saber qual a relação entre a fiabilidade e o investimento. A Figura 2.1 mostra como um aumento da fiabilidade do sistema está relacionado com a necessidade de um investimento. Uma das formas de decidir se um investimento num sistema é adequado ou não é através do custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$, onde ΔC representa a variação do custo incremental e ΔF a variação de fiabilidade. No entanto esta relação não reflecte os benefícios para os clientes ou para a sociedade [1].

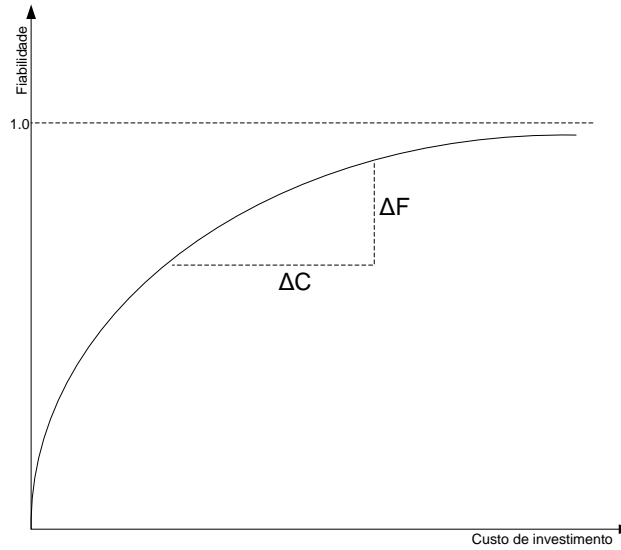


Figura 2.1 - Custo incremental da fiabilidade

Uma outra forma de avaliar a relação entre a fiabilidade do sistema e o custo de investimento consiste em comparar o custo de investimento no aumento da fiabilidade e o valor da fiabilidade para os clientes ou sociedade. A Figura 2.2 compara o custo de investimento para atingir um certo nível de fiabilidade e o custo das interrupções. Daqui se verifica que quanto maior a fiabilidade pretendida, maiores são os custos de investimento e consequentemente tem-se um menor custo das interrupções. Da soma das duas curvas resulta o custo total, verificando-se que o ponto de mínimo representa um compromisso entre a fiabilidade do sistema e os custos de investimento e interrupções.

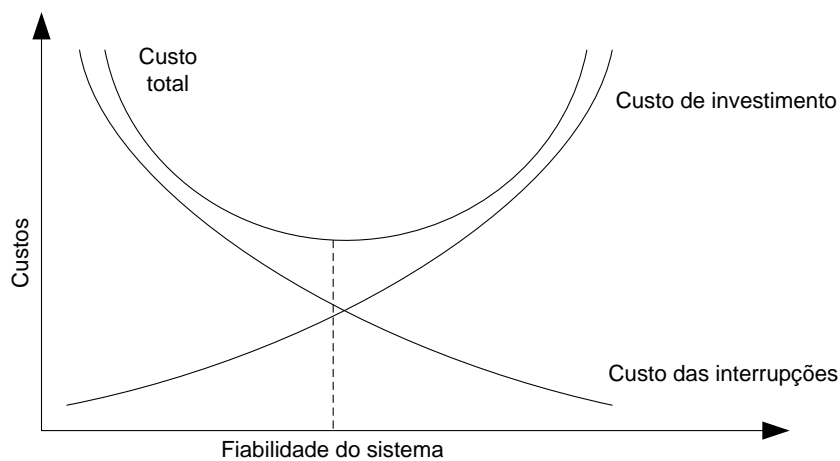


Figura 2.2 - Fiabilidade e custo total do sistema

Torna-se importante chegar a um compromisso razoável entre o investimento a fazer, durante a fase de planeamento ou operação do sistema, e a fiabilidade exigida, cabendo ao decisor definir valores aceitáveis para estes elementos quer na fase de planeamento ou quer na fase de operação.

A fiabilidade de um sistema eléctrico pode ser subdividida em dois aspectos básicos [1]: adequação do sistema e segurança do sistema. A adequação do sistema eléctrico está relacionada com a existência de infra-estruturas (centros de produção, redes de transporte e distribuição) suficientes de modo a assegurar a alimentação das cargas existentes [2]. A segurança do sistema pode ser definida como a capacidade que o sistema possui para responder a perturbações que surjam. As perturbações incluem saídas de serviço de centros produtores, ou avaria de componentes associados às redes de transmissão ou de distribuição.

Os estudos de fiabilidade de um sistema eléctrico têm como objectivo a avaliação de todo o sistema, obtendo índices que traduzam a capacidade deste desempenhar as suas funções de forma adequada. No entanto, tal objectivo revela-se ambicioso uma vez que os sistemas eléctricos modernos são de grande dimensão e são bastante complexos. Em [1], sugere-se uma divisão do sistema eléctrico em zonas funcionais: produção, transmissão e distribuição tal como se ilustra na Figura 2.3.

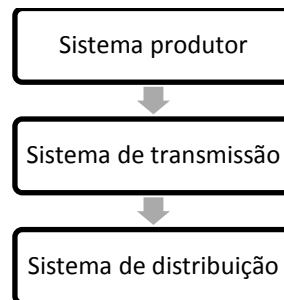


Figura 2.3 - Zonas funcionais de um sistema eléctrico de energia

Com esta divisão em subsistemas, os estudos de fiabilidade dos sistemas eléctricos podem ser realizados relativamente a cada uma destas zonas individualmente.

Assim alguns dos estudos de fiabilidade de sistemas eléctricos considerados são:

- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade estática);
- Fiabilidade do sistema de produção (capacidade girante);
- Fiabilidade do sistema de transporte;
- Fiabilidade do sistema de distribuição;

Os níveis funcionais podem também ser combinados segundo Billinton e Allan [1] sob a forma de níveis hierárquicos como está apresentado na Figura 2.4.

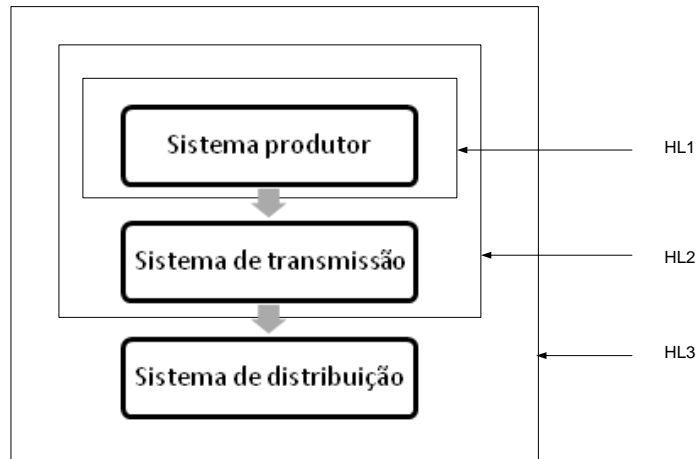


Figura 2.4 - Níveis hierárquicos de um sistema eléctrico de energia

Os níveis hierárquicos podem também ser usados nos estudos de fiabilidade. Os objectivos dos níveis hierárquicos tal como definidos em [1] são:

- Nível hierárquico 1 (HL1) - refere-se apenas ao sistema produtor;
- Nível hierárquico 2 (HL2) - refere-se ao sistema composto de produção e transporte/ transmissão;
- Nível hierárquico 3 (HL3) - engloba as três zonas funcionais do sistema eléctrico.

2.1.1 - Aspectos gerais

No âmbito desta dissertação pretende-se tratar o sistema produtor, pelo que se fará uma abordagem mais aprofundada apenas ao nível hierárquico 1 (HL1).

Nos estudos de fiabilidade ao nível HL1 pretende-se determinar a adequação do sistema produtor. A Figura 2.5 apresenta o modelo do sistema para o nível HL1, onde são ignoradas as redes de transporte e de distribuição.

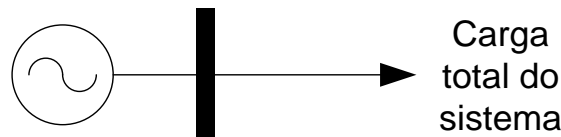


Figura 2.5 - Modelo do SEE para o nível HL1

Nos estudos de fiabilidade ao nível HL1 é necessário fazer a distinção entre estudos de fiabilidade do sistema de produção em regime estático e em regime girante. A capacidade ou reserva estática de um sistema eléctrico corresponde à capacidade instalada no sistema. A capacidade ou reserva girante é a capacidade passível de entrar em funcionamento num

determinado intervalo de tempo. Os estudos de reserva estática visam determinar a médio e longo prazo a capacidade que deve ser instalada no sistema de forma a garantir índices aceitáveis da qualidade e continuidade do fornecimento de energia eléctrica. Por outro lado, os estudos de reserva girante consistem na determinação durante a fase de exploração da capacidade que devera estar disponível para satisfazer os consumos [3]. Nos estudos de fiabilidade ao nível HL1, pretende-se estimar o valor da capacidade de produção tendo em vista a satisfação dos consumos existentes no sistema considerando também a existência de acções de manutenção preventiva e correctiva das centrais assim como possíveis avarias.

2.1.2 - Métodos de cálculo da fiabilidade do sistema produtor

Os métodos para avaliação da fiabilidade podem-se dividir em dois tipos segundo [1]: determinísticos e probabilísticos.

Os métodos determinísticos recorrem a regras empíricas para a fixação da reserva estática em estudos de planeamento, tais como:

- Considerar uma determinada percentagem da capacidade instalada;
- Considerar a potência da maior máquina uma ou duas vezes;
- Uma combinação das duas regras anteriores.

Apesar de estes critérios terem sido utilizados durante muitos anos, não traduzem o verdadeiro valor do risco, uma vez que não consideram o comportamento probabilístico do sistema produtor ou do consumo, como é demonstrado em [1].

De modo assegurar uma representação mais objectiva e realista do sistema produtor recorre-se aos métodos probabilísticos nos estudos de planeamento. Os métodos probabilísticos são baseados em distribuições de probabilidade conforme refere Billinton [1] e são sensíveis às indisponibilidades dos grupos produtores e às variações das cargas. Grande parte dos métodos probabilísticos empregados para avaliar a fiabilidade do sistema eléctrico é utilizada no domínio da adequação do sistema em estudos de reserva estática. No entanto, os métodos probabilísticos são também usados em estudos de reserva girante ou estudos de estabilidade transitória, incluídos nos estudos de segurança do sistema.

Em [4] é abordada a utilização de números *fuzzy* para tratar as incertezas relacionadas com as previsões de carga. O autor utiliza métodos probabilísticos para lidar com o comportamento do sistema e números difusos para lidar com a incerteza do diagrama de cargas.

2.1.3 - Método probabilístico

O estudo da fiabilidade do sistema produtor através de abordagens probabilísticas é realizado segundo [1] recorrendo às tarefas conceptuais representadas na Figura 2.6.

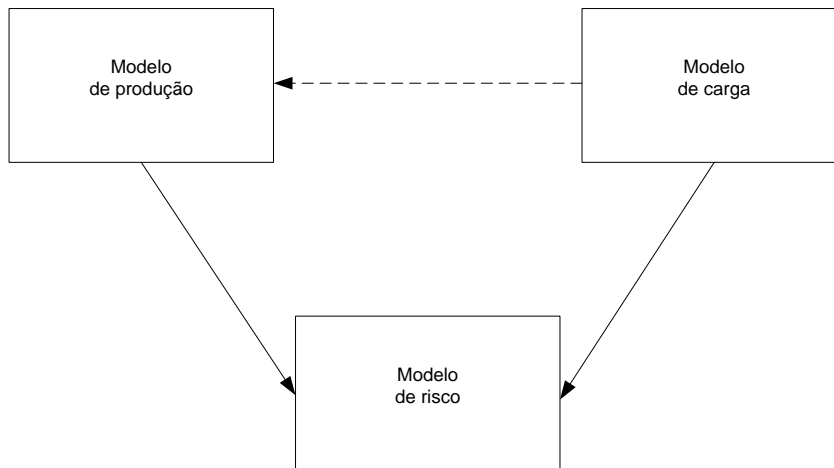


Figura 2.6- Tarefas conceituais nos estudos HL1

O modelo de produção é construído através da aplicação de métodos analíticos, que dão origem a uma tabela de capacidades fora de serviço (CFS). A tabela representa os estados possíveis do sistema produtor e as probabilidades de ocorrência respectivas.

A carga pode ser representada pelo diagrama das pontas diárias de consumo, que inclui apenas as pontas diárias de consumo, ou por um diagrama que represente a variação horária das cargas.

A convolução do modelo de produção com o modelo de consumo origina o modelo de risco que permite calcular os índices que avaliam a fiabilidade do sistema.

2.1.4 - Modelo de produção

2.1.4.1 - Geradores

O modelo mais simples para representar o funcionamento de um gerador é o modelo de dois estados tal como se ilustra na Figura 2.7.

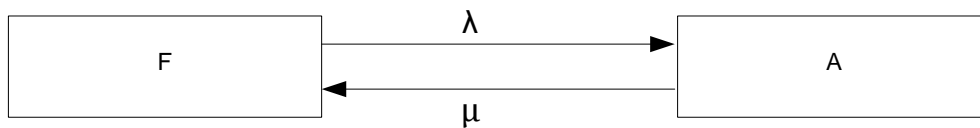


Figura 2.7 - Modelo de dois estados de um gerador

Nesta figura:

F - estado de funcionamento de um gerador;

A - estado de não funcionamento de um gerador;

$\lambda = \frac{1}{m}$ - taxa de transição do estado F para o estado A (taxa de avaria);

$\mu = \frac{1}{r}$ - taxa de transição do estado A para o estado F (taxa de reparação);

m - tempo médio de funcionamento (MTTF - *mean time to failure*);

r - tempo médio de reparação (MTTR - *mean time to repair*);

$m+r$ - tempo médio entre avarias (MTBF - *mean time between failure*);

$T = m+r$ - período do ciclo;

$f=1/T$ - frequência do ciclo.

Este modelo representa os estados em que uma unidade produtora pode residir, em funcionamento (estado F) ou fora de serviço (estado A). A este respeito, a Figura 2.8 ilustra um possível período da vida deste componente com uma sucessão de estados de funcionamento e avaria.

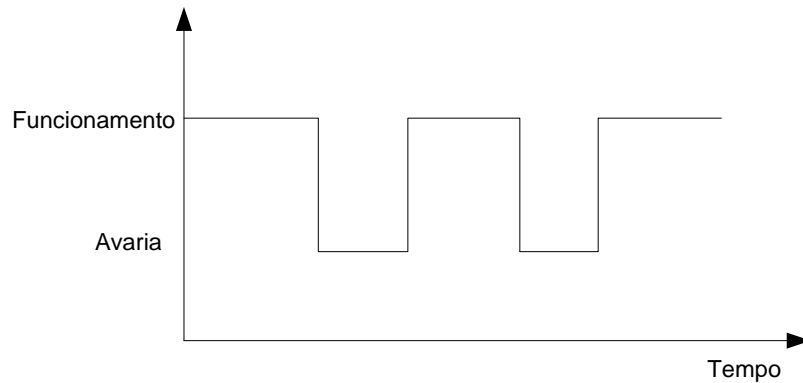


Figura 2.8 - Representação gráfica do histórico de uma unidade

A cada estado está associada uma probabilidade de ocorrência. As probabilidades de residência em cada estado são dadas pelas expressões (2.1) e (2.2).

$$P_F = \frac{\mu}{\lambda+\mu} = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \tag{2.1}$$

$$P_A = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \tag{2.2}$$

Nestas expressões:

P_F - probabilidade do gerador estar em funcionamento num determinado instante;

P_A - probabilidade do gerador estar avariado num determinado instante.

A indisponibilidade do gerador P_A é também conhecida como F.O.R., *Forced Outage Rate*. Contudo não se trata de uma taxa, mas sim de uma probabilidade [1]. Este valor constitui um parâmetro básico de avaliação da capacidade e indica a probabilidade de encontrar a unidade indisponível no futuro. A F.O.R. das centrais influencia fortemente a indisponibilidade do sistema produtor e quanto mais elevado o valor do F.O.R. maior será o risco de perda de carga.

A partir do conhecimento de todas as capacidades do sistema e respectivas F.O.R pode-se construir a tabela de capacidades fora de serviço.

2.1.4.2 - Construção da tabela das CFS

A tabela das capacidades fora de serviço tal como o nome indica, corresponde a uma simples organização de níveis de capacidades possíveis para um dado sistema e a sua correspondente probabilidade de ocorrência. Corresponde a uma representação da saída de serviço das unidades do sistema e podem sair individualmente de serviço ou em conjunto pelo que estão inerentes várias combinações possíveis. Saliente-se que a cada combinação está associada uma probabilidade de ocorrência e a soma das probabilidades de todas as combinações possíveis deverá ser igual à unidade. Se um sistema é composto por unidades de igual capacidade e com o mesmo F.O.R. então a tabela pode ser construída recorrendo a uma distribuição binomial [5]. No entanto, na prática é improvável que todos os grupos produtores de um dado sistema sejam idênticos. Em sistemas de dimensão real as unidades podem ser combinadas utilizando conceitos probabilísticos e métodos recursivos, adicionando as unidades sequencialmente.

Considere-se um sistema produtor composto por n unidades, sendo P_{Fi} a probabilidade do gerador i residir no estado de funcionamento e P_{Ai} a probabilidade do gerador i residir no estado de não funcionamento. Um sistema com n unidades produtoras possui 2^n configurações possíveis, isto é, cada gerador pode residir em 2 estados, pelo que existem 2^n combinações possíveis entre unidades disponíveis e indisponíveis.

Considerando que as avarias das unidades produtoras do sistema são aleatórias e independentes, é possível calcular a probabilidade de encontrar uma configuração com uma determinada capacidade fora de serviço, CFS, utilizando (2.3).

$$p(CFS) = q.p \quad (2.3)$$

Nesta expressão:

$$q = \prod_{i=1}^{n1} P_{Ai} \quad (2.4)$$

$$p = \prod_{i=1}^{n2} P_{Fi} \quad (2.5)$$

$$CFS = \sum_{i=1}^{n1} P_{Gi} \quad (2.6)$$

com

$$n1 + n2 = n \quad (2.7)$$

$n1$ – Número de geradores indisponíveis

$n2$ – Número de geradores disponíveis

Uma vez que as configurações do sistema produtor podem ser considerados acontecimentos mutuamente exclusivos utiliza-se a expressão (2.8) para calcular a

probabilidade do sistema se encontrar num estado com uma determinada CFS. Nesta expressão CF_i representa uma configuração i que contribui para um dado valor de CFS.

$$p(CFS) = \sum_{i=1}^n p(CF_i) \quad (2.8)$$

Para exemplificar o processo de construção desta tabela considere-se um sistema produtor constituído pelas unidades indicadas na Tabela 2.1.

Nº de grupos	Potência (MW)	F.O.R.
2	3	0.01
1	5	0.02

Tabela 2.1 - Sistema produtor

A tabela das CFS para uma unidade de 3 MW é dada pela Tabela 2.2.

Capacidade Fora de Serviço (MW)	Probabilidade
0	P1=0.99
3	P2=0.01

Tabela 2.2 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

A tabela das probabilidades para a outra unidade de 3 MW do sistema é igual à da Tabela 2.2.

Capacidade Fora de Serviço (MW)	Probabilidade
0	P3=0.99
3	P4=0.01

Tabela 2.3 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

Para uma unidade de 5 MW a tabela das CFS encontra-se na Tabela 2.4.

Capacidade Fora de Serviço (MW)	Probabilidade
0	P5=0.98
5	P6=0.02

Tabela 2.4 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço

A Figura 2.9 apresenta o diagrama com todos os estados possíveis para o sistema produtor descrito na Tabela 2.1. Neste diagrama $\bar{3}$ ou $\bar{5}$ representa uma situação em que um gerador com capacidade de 3 ou de 5MW se encontra fora de serviço.

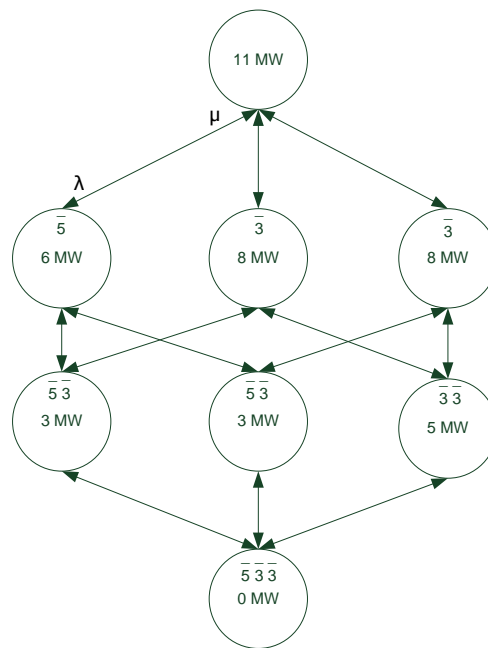


Figura 2.9 - Diagrama representativo de todos os estados possíveis

Para o sistema produtor completo a Tabela 2.5. apresenta as capacidades fora de serviço com respectivas probabilidades de ocorrência e probabilidades acumuladas.

Capacidade Fora de Serviço (MW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
0	$P1*P3*P5=$ 0.960498	1.000000
3	$P1*P4*P5+P2*P3*P5=$ 0.019404	0,039502
5	$P1*P3*P6=$ 0.019602	0,020098
6	$P2*P4*P5=$ 0.000098	0,000496
8	$P1*P4*P6+P2*P3*P6=$ 0.000396	0,000398
11	$P2*P4*P6=$ 0.000002	0,000002
	Σ 1.00000	

Tabela 2.5 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço do sistema produtor

A tabela das CFS fornece a probabilidade de uma dada capacidade não estar disponível. A probabilidade acumulada também é útil, uma vez que indica para uma determinada capacidade a probabilidade de essa capacidade ou qualquer outra superior se encontrar fora de serviço. O valor desta probabilidade diminui com o aumento da capacidade indisponível. O mesmo não acontece com as probabilidades individuais das capacidades indisponíveis. Analisando a Tabela 2.5 verifica-se que é mais provável perder uma capacidade de 8 MW do que uma capacidade de 6 MW, apesar de em ambos os casos estarem envolvidas 2 unidades. A

perda de uma capacidade de 8 MW face a uma de 6 MW é mais provável porque a perda de uma unidade de 3 MW pode ocorrer de duas formas.

Como se verifica, esta tabela para sistemas com poucas unidades é de fácil construção. No entanto, para sistemas maiores e mais complexos a sua construção revela-se morosa, pois torna-se impraticável listar todos os estados possíveis, pelo que este processo se revela ineficiente.

2.1.4.3 - Construção recursiva da tabela das CFS

Para ultrapassar o problema dos sistemas de grande dimensão, a construção da tabela das CFS pode ser feita de forma recursiva adicionando-se as unidades à tabela sucessivamente. Esta abordagem pode ser utilizada também para remover unidades [1].

Este método, quando aplicado de forma sistemática, permite construir a tabela de probabilidades de CFS para um sistema eléctrico de qualquer dimensão. Para isso, começa-se por uma tabela com um só gerador, sendo os restantes inseridos sucessivamente. Desta forma, não se torna necessário o cálculo de estados repetidos, bastando para isso recorrer ao princípio da probabilidade condicionada:

$$P(A) = P(A|B) \times P(B) + P(A|\sim B) \times P(\sim B), \text{ onde } \sim B \text{ é o complementar de } B \quad (2.9)$$

Aplicando a este problema, obtém-se:

$$p(CFS) = (1 - FOR) \times p'(CFS) + (FOR) \times p'(CFS - C) \quad (2.10)$$

Nesta expressão:

CFS - Estado correspondente a uma capacidade fora de serviço;

C - Capacidade da nova unidade a adicionar à tabela;

$p'(CFS)$ - Probabilidade associada ao estado CFS antes da adição da nova unidade;

$p'(CFS - C)$ - Probabilidade associada ao estado CFS-C antes da adição da nova unidade;

$p(CFS)$ - Probabilidade associada ao estado CFS após adição da nova unidade;

Esta técnica é ilustrada recorrendo ao sistema anterior (Tabela 2.5). Admite-se que se adiciona um gerador de 5 MW, F.O.R.=0.2.

Capacidade Fora de Serviço (MW)	Estados antigos	Estados novos	Probabilidade
0	0.960498 x 0.8		0.7683984
3	0.019404 x 0.8		0.0155232
5	0.019602 x 0.8	0.960498 x 0.2	0.2077812
6	0.000098 x 0.8		0.0000784
8	0.000396 x 0.8	0.019404 x 0.2	0.0041976
10		0.02 x 0.2 x 0.99 x 0.99	0.0039204
11	0.000002 x 0.8	0.000098 x 0.2	0.0000212
13		0.000396 x 0.2	0.0000792
16		0.000002 x 0.2	0.0000004
		Σ	1.0000000

Tabela 2.6 - Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço com a inclusão de um novo grupo

Esta metodologia pode ser empregue para a construção da tabela das probabilidades individuais e para a construção de uma tabela das propriedades acumuladas [3].

2.1.4.4 - Remoção recursiva de unidades produtoras da tabela de CFS

As unidades produtoras são sujeitas periodicamente a operações de manutenção. Isso pode implicar a necessidade de recalculer a tabela das CFS. No entanto, é possível partir da tabela existente e retirar a unidade sujeita a manutenção recalculando as configurações possíveis e respectivas probabilidades. A remoção recursiva de uma unidade produtora da tabela de CFS pode ser feita partindo da expressão (2.10) usada na adição de uma nova unidade [1].

$$p'(CFS) = \frac{p(CFS) - (FOR) \times p'(CFS - C)}{(1 - FOR)} \quad (2.11)$$

A aplicação desta fórmula deve ser feita de modo que $p'(CFS - C)$ seja calculado antes de $p'(CFS)$, o que é sempre possível uma vez que para valores negativos de $CFS - C$ a probabilidade desse estado é nula. Se, por outro lado, se estiver a lidar com probabilidades acumuladas, a probabilidade de uma capacidade fora de serviço negativa é igual à unidade.

2.1.4.5 - Manutenção programada

A retirada para manutenção programada dos grupos diminui a capacidade disponível no sistema produtor, diminuindo assim a reserva existente para fazer face a possíveis avarias dos geradores. O programa de manutenções é normalmente definido de modo a minimizar o impacto no risco de perda de carga, podendo ser realizado nos períodos em que o valor da

carga prevista é menor. A Figura 2.10 representa um exemplo hipotético de calendarização da manutenção programada de um sistema produtor para um período de um ano.

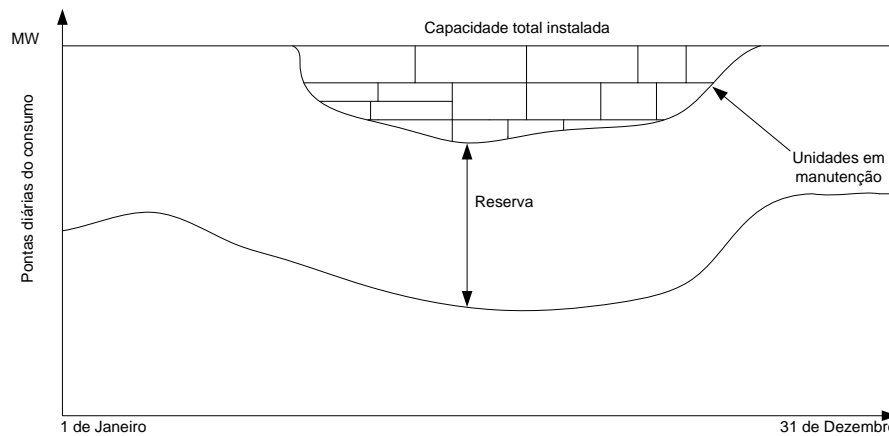


Figura 2.10 - Exemplo da inclusão da manutenção programada num sistema eléctrico

Um método exacto que permite tratar a inclusão da manutenção, corresponde a calcular várias tabelas de CFS. Assim pode-se dividir o ano em tantos períodos quantos as capacidades em manutenção [6] e, em cada período, constrói-se uma tabela de CFS sem a capacidade em manutenção e calculam-se os índices parciais que correspondem a esse período. No final, os índices são pesados de acordo com a duração do período. Este processo como foi referido obriga ao cálculo de várias tabelas de CFS, e o número de combinações de capacidades em manutenção pode ser muito vasto.

Existem outros métodos que não exigem um novo cálculo da tabela das CFS. A consideração das capacidades em manutenção como adição à carga do sistema, permite obter valores aproximados para os índices de fiabilidade sem a necessidade de calcular novamente a tabela.

2.1.5 - Modelo de carga

Para o cálculo de índices de fiabilidade é necessário ter uma representação da evolução do comportamento da carga do sistema durante o período estudado. A representação da evolução dos consumos deve resultar de adequados estudos de previsão.

O modelo de carga baseia-se no conhecimento da curva de cargas do sistema eléctrico. Em estudos de fiabilidade pode ser representado através do diagrama de cargas classificado, ou através do diagrama de cargas cronológico.

O diagrama de cargas classificado é constituído pelas pontas (valores máximos) diárias do consumo de potência activa previsto num determinado período de tempo. A Figura 2.11 representa um exemplo de um diagrama de cargas classificado com uma ponta máxima de 10 MW e uma ponta mínima de 5 MW.

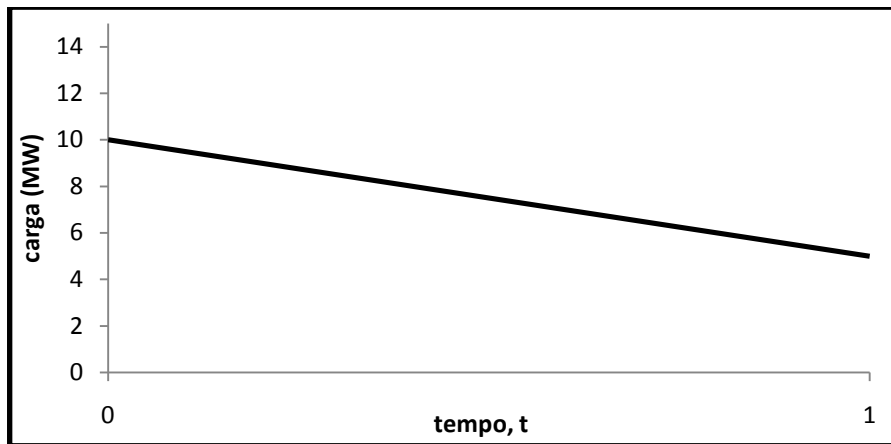


Figura 2.11 - Diagrama de cargas classificado

O diagrama de cargas horário representa o comportamento das cargas ao longo um determinado período de tempo normalmente dividido em períodos de 1 hora. A Figura 2.12 representa o diagrama de cargas horário ibérico do dia 17 de Maio de 2010. Nesta figura, a área abaixo da curva representa a energia consumida nesse dia. A utilização de um diagrama de cargas cronológico representado pelas pontas diárias também assume importância quando se pretende avaliar a importância da manutenção programada nos estudos de fiabilidade.

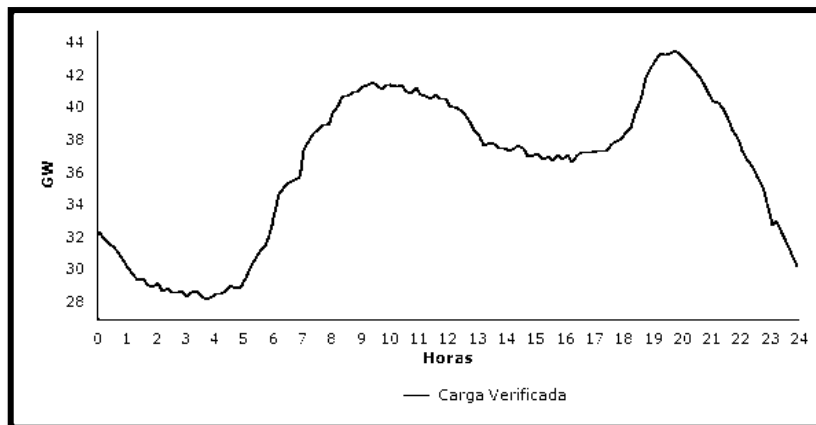


Figura 2.12 - Diagrama de cargas horário ibérico do dia 17-03-2010

2.1.6 - Modelo de risco

O modelo de risco do sistema produtor resulta da convolução dos acontecimentos aleatórios do modelo de produção com o modelo de carga [7], isto é, a combinação da tabela das CFS com o diagrama de cargas permite a obtenção de índices que medem a adequação do sistema produtor, traduzindo o risco do sistema não conseguir em determinada altura alimentar as cargas existentes. A perda de carga do sistema depende da reserva que o

sistema possui e do nível de carga na altura em que ocorrem saídas de serviço de geradores. Em [1] é feita a distinção entre perda de carga e perda de capacidade do sistema produtor, pois a perda de capacidade por parte do sistema produtor não implica que haja perda de carga. A perda de carga apenas irá ocorrer se o sistema não tiver reserva suficiente para fazer face à saída de serviço dos grupos avariados. Existem índices de perda de carga e de perda de energia [1], sendo exemplos dos primeiros o LOLP ou o LOLE e do segundo o LOEE.

2.1.6.1 - LOLP

Os estudos de reserva estática permitem calcular, entre outros índices, a indisponibilidade do sistema, mais concretamente, quantificar os períodos do horizonte temporal em análise em que poderá ocorrer corte de carga por indisponibilidade da produção, traduzido pelo indicador LOLP (*Loss Of Load Probability*). Este índice indica a probabilidade do sistema produtor não ter capacidade suficiente para alimentar a carga pedida, sendo portanto um índice de valor adimensional uma vez que se trata de uma probabilidade. Este índice pode ser calculado por (2.12).

$$LOLP = \sum_{i=1}^n p(X_i) \times p(L > X_{\max} - X_i) \quad (2.12)$$

Nesta expressão:

$p(X_i)$ - probabilidade de perda de uma capacidade de X_i em MW;

X_{\max} - capacidade total instalada em MW;

$p(L > X_{\max} - X_i)$ = - probabilidade da ponta de carga L ser superior à capacidade disponível no estado i ;

n - numero de estados possíveis do sistema produtor correspondente à dimensão da tabela das CFS.

Como exemplo, considere-se o sistema cuja tabela de CFS é a representada pela Tabela 2.6 e o diagrama de cargas da Figura 2.11. A partir destes dados pode-se construir o diagrama da Figura 2.13 que indica a percentagem de tempo em que determinada ponta de carga é inferior à carga do sistema. Por exemplo, o sistema apresenta pontas diárias de carga superiores a 6 MW durante 80% do tempo ou pontas superiores a 9 durante 20% do tempo.

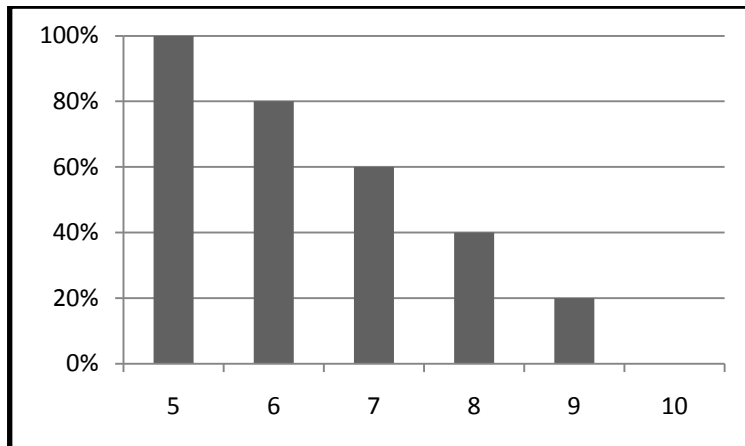


Figura 2.13 - Probabilidade acumulada da frequência das pontas do sistema

Para este sistema, o cálculo do LOLP é feito utilizando (2.13).

$$\begin{aligned}
 LOLP &= 0.7683984 \times 0 + 0.0155232 \times 0 + 0.2077812 \times 0 + 0.0000784 \times 0 \\
 &+ 0.0041976 \times 0.4 + 0.0039204 \times 0.8 + 0.0000212 \times 1 + 0.0000792 \times 1 \\
 &+ 0.0000004 \times 1 = 0.00491616
 \end{aligned} \tag{2.13}$$

Assim o cálculo do LOLP consiste no somatório da multiplicação da probabilidade de perda de uma capacidade X_i pela probabilidade da ponta de carga L ser superior à capacidade disponível nesse estado $X_{\max} - X_i$.

2.1.6.2 - LOLE

Um outro índice da fiabilidade do sistema é o LOLE (*Loss Of Load Expectation*), que traduz o risco de perda de carga. Este índice permite quantificar o número de dias do período em estudo que o sistema produtor não é capaz de alimentar a carga. Para obter este índice utiliza-se o diagrama de cargas classificado em conjugação com a tabela das capacidades fora de serviço obtendo assim o número de dias do período em estudo em que a ponta diária do consumo excede a capacidade disponível, de acordo com (2.14).

$$\begin{aligned}
 LOLE &= \sum_{i=1}^n p(X_i) \times p(L > X_{\max} - X_i) \times \text{período} = LOLP \times \text{período} \\
 &(\text{dias/período ou horas/período})
 \end{aligned} \tag{2.14}$$

Na expressão (2.14) verifica-se que o LOLE pode ser obtido a partir do LOLP, pois este último indica a probabilidade de ocorrer corte de carga. Este valor multiplicado pelo número de horas ou de dias do período em estudo permite obter um valor mensurável da indisponibilidade do sistema.

Partindo do exemplo anterior, o LOLE para o sistema em questão, supondo que o período em estudo é de 1 ano, pode ser calculado por (2.15) ou (2.16).

$$LOLE = \sum_{i=1}^n p(X_i) \times p(L > X_{\max} - X_i) \times \text{período} = LOLP \times \text{período} = 0.00491616 \times 365 = 1.79 \text{ dias/ano} \quad (2.15)$$

$$LOLE = LOLP \times \text{período} = 0.00491616 \times 8760 = 43.07 \text{ horas/ano} \quad (2.16)$$

Neste exemplo o risco do sistema não dispor de capacidade suficiente para alimentar a ponta diária é de 1.79 dias/ano ou 43.07 horas/ano.

2.1.6.3 - LOEE

Para além dos índices de perda de carga, também é possível obter índices que traduzam a energia perdida pelo sistema devido à incapacidade de alimentar a carga durante o período estudado. O LOEE (*Loss Of Energy Expectation*) pode ser calculado utilizando o diagrama de cargas classificado ou o diagrama de cargas horário, considerando que a área abaixo da curva representa a energia utilizada durante um período específico, e pode ser utilizado para calcular a energia não disponível por incapacidade do sistema produtor. Este índice possui um significado mais físico que o LOLP, pois fornece uma medida da energia não fornecida devido à incapacidade do sistema produtor.

Para a obtenção da energia esperada não fornecida a probabilidade de ter uma dada capacidade fora de serviço é combinada com o diagrama de cargas do sistema como está representado na Figura 2.14. Assim, qualquer perda de capacidade superior à reserva do sistema resulta numa diminuição da energia fornecida ao sistema.

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k \times P_k \quad (2.17)$$

Nesta expressão:

O_k - capacidade indisponível;

P_k - Probabilidade de uma capacidade indisponível igual a O_k ;

E_k - Energia indisponível devido a uma perda de capacidade de O_k ;

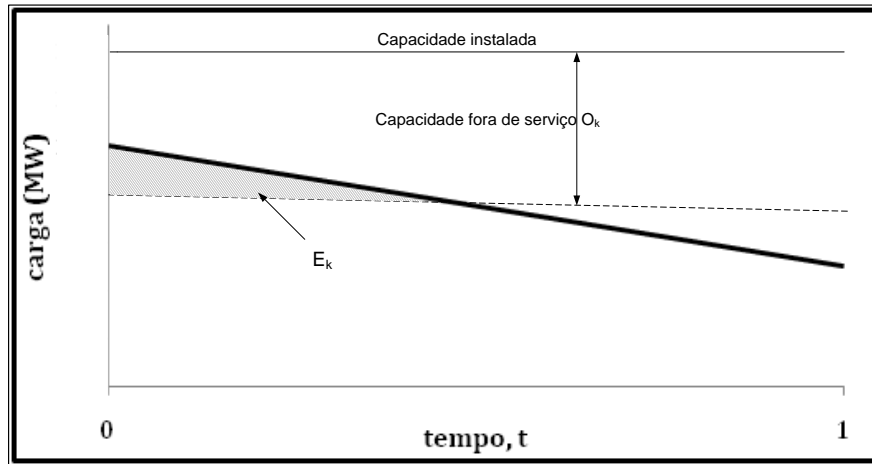


Figura 2.14 - Energia não fornecida devido a uma capacidade fora de serviço

O LOEE pode também assumir um valor normalizado, bastando para isso dividir este índice pelo valor total da energia consumida pelo sistema (E) obtendo-se assim (2.18).

$$LOEE = \sum_{k=1}^n \frac{E_k \times P_k}{E} \quad (2.18)$$

2.2 - Sistema de produção e transmissão

O sistema composto de produção e de transmissão corresponde ao denominado nível hierárquico 2 (HL2) representado na Figura 2.4. Neste nível hierárquico os estudos de adequação do sistema produtor e de transporte permitem avaliar a capacidade do sistema produtor dispor de produção suficiente para alimentar as cargas e de a capacidade do sistema de transmissão ser suficiente para levar a energia aos centros consumidores. O sistema de transmissão deve ser capaz de transportar a energia produzida nos centros produtores respeitando os níveis e limites de tensão definidos, assim como os limites técnicos das linhas. Assim, contrariamente aos estudos ao nível HL1 em que a influência da rede não é considerada, a rede de transporte impõe limitações ao trânsito da energia, uma vez que o sistema de transporte não se comporta como uma normal rede de transporte, pois está sujeita às leis de Kirchhoff.

Os estudos de reserva estática a este nível devem ser capazes de avaliar a adequação do sistema de produção e de transmissão, ou seja, a capacidade do sistema produtor/transporte para alimentar as cargas existentes. Podem também ser realizados estudos para avaliar a segurança do sistema HL2, analisando a resposta perante contingências.

Os métodos utilizados neste tipo de estudos são de tipo analítico e de simulação. Os métodos analíticos utilizam modelos matemáticos para avaliar a fiabilidade do sistema

composto. No entanto, a necessidade de enumeração de todos os estados possíveis torna impraticável este tipo de métodos, sendo essa a grande dificuldade de aplicação. É possível contudo seleccionar contingências (1ª ordem, 2ª ordem), tornando o cálculo menos complexo. Os métodos de simulação recorrem em grande escala ao método de Monte Carlo, procurando obter os índices que traduzem a fiabilidade do sistema através de estimativas obtidas a partir do sorteio de uma amostra de estados de residência do sistema. Para além disso, existem técnicas de aceleração da convergência que permitem obter resultados com a mesma precisão, mas realizando um menor número de simulações.

2.3 - Sistema de distribuição

As redes de distribuição de energia eléctrica fazem a interligação entre as redes de transporte, a partir das subestações, até aos clientes finais. Operam em vários níveis de tensão e, geralmente, apresentam disposição radial. Do ponto de vista dos clientes a fiabilidade deste sistema é tão importante como a do sistema produtor ou de transporte. No entanto, de um ponto de vista global, uma falha que provoque perda de carga teria menor impacto se ocorresse numa rede de distribuição do que na rede de transporte ou no sistema produtor.

Os estudos de fiabilidade do sistema de distribuição são feitos normalmente de forma separada do sistema produtor e de transporte. Grande parte dos índices obtidos baseia-se no histórico dos clientes, permitindo obter informação acerca da qualidade e continuidade do serviço prestado. Alguns dos índices que normalmente são calculados neste tipo de estudos são:

- SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index (Sustained Interruptions)*
- SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*
- CAIDI - *Customer Average Interruption Duration Index*
- CAIFI - *Customer Average Interruption Frequency Index*

Estes índices fornecem valores médios, permitem também um melhor planeamento, e podem ser utilizados para seleccionar investimentos de modo a melhorar a qualidade e continuidade do abastecimento da energia eléctrica.

2.4 - Síntese

Os estudos de fiabilidade de um sistema eléctrico têm como objectivo determinar a capacidade do sistema ser capaz de alimentar toda a carga existente. Visam o cálculo de índices de fiabilidade que caracterizam o sistema tendo como base dados estatísticos dos

diversos componentes existentes. Podem ser feitos considerando apenas o sistema produtor (HL1), sistema produtor e rede de transmissão (HL2) ou considerando a rede de distribuição (HL3).

A análise da fiabilidade do sistema produtor (HL1) é realizada ao nível da reserva estática e da reserva girante. Os estudos de reserva estática são feitos para períodos futuros normalmente longos, em que se analisa a adequação do sistema produtor, considerando a capacidade instalada e tendo em conta uma previsão de cargas previamente obtida. Os estudos de reserva girante são realizados para períodos curtos, em que se considera a capacidade disponível (girante) para alimentar a carga prevista.

A avaliação da fiabilidade do sistema produtor é feita recorrendo a métodos analíticos, onde através da convolução de um modelo que representa o parque produtor e outro que representa as cargas do sistema se obtém um modelo de risco. Os métodos analíticos, por oposição aos métodos determinísticos, consideram o comportamento aleatório dos componentes do sistema, permitindo obter um modelo mais realista do comportamento do sistema.

No modelo de produção as centrais térmicas são representadas por um modelo de dois estados, que correspondem aos estados de funcionamento e de avaria. As probabilidades das unidades produtoras residirem num dos dois estados são obtidas a partir de dados do histórico de funcionamento das mesmas e com isso é construída uma tabela de probabilidade ou CFS com os vários níveis de potência possíveis (combinação das capacidades possíveis entre unidades disponíveis e indisponíveis) do sistema e respectiva probabilidade de acontecimento. Para sistemas com muitas centrais é possível utilizar técnicas recursivas que permitem de uma forma sistemática construir a tabela das CFS, e acrescentar novas centrais sem a necessidade de calcular novamente toda a tabela. É possível também desclassificar centrais sem que haja a necessidade de construir toda a tabela de CFS desde o início. A manutenção das unidades produtoras deve ser considerada neste tipo de estudos uma vez que afecta a capacidade disponível no sistema.

O modelo de carga baseia-se no conhecimento da curva de cargas do sistema eléctrico, obtido previamente através de estudos adequados de previsão.

Da convolução do modelo de produção com o modelo de carga obtém-se o modelo de risco. O modelo de risco traduz o risco do sistema não conseguir, em determinada altura, alimentar as cargas. Alguns dos índices obtidos com este modelo são o LOLP, LOLP ou LOEE.

A análise da fiabilidade de um sistema eléctrico composto é um problema complexo que envolve o sistema produtor e o sistema de transmissão de energia e é feita recorrendo a métodos analíticos e métodos de simulação. Nos métodos analíticos os componentes e o sistema são descritos através de modelos analíticos e matemáticos, cuja solução permite obter os índices de fiabilidade. Quanto aos métodos de simulação destaca-se o método de Monte Carlo, cuja filosofia de funcionamento consiste em simular vários cenários de

funcionamento do sistema eléctrico que serão devidamente analisados, formando uma amostra estatística significativa. A partir da amostra obtida é possível obter valores médios ou outros parâmetros significativos para o estudo da fiabilidade.

Capítulo 3

Centrais Hídricas

Nos últimos anos Portugal assumiu compromissos internacionais, como o protocolo de Quioto e a directiva das renováveis, cujo objectivo passava por aumentar a produção de energia eléctrica recorrendo a energias renováveis e limitar o aumento das emissões de gases com efeito de estufa. O aumento da utilização de recursos renováveis para produção de energia eléctrica consistiu na instalação de novas centrais eólicas e hidroeléctricas, pois são aquelas cujas tecnologias se encontram mais divulgadas e desenvolvidas, apesar de alguns avanços na utilização de energia das ondas [18], e dos passos dados na construção de centrais solares fotovoltaicas [19].

Até 2020 assumiu-se a materialização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico. Este programa tem como base a construção de 10 novos aproveitamentos hidroeléctricos, perfazendo cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível. Este programa representa uma produção em ano hidrológico médio de cerca de 1630 GWh.

Com o aumento da energia obtida a partir de fontes renováveis no sistema electroprodutor os estudos de fiabilidade assumem-se como ferramentas importantes na análise do planeamento e expansão do sistema eléctrico. No capítulo anterior foram descritas técnicas utilizadas neste tipo de análises considerando um sistema puramente térmico, um sistema já de si complexo. Esta complexidade aumenta se no sistema produtor existirem centrais hídricas, em grande parte devido à volatilidade da disponibilidade do recurso. Neste capítulo pretende-se abordar algumas metodologias existentes que permitem considerar centros produtores hidroeléctricos para o cálculo da fiabilidade de sistemas hidrotérmicos.

3.1 - Considerações gerais

A energia hídrica é um tipo de energia renovável, que pode ser explorada sem o recurso à importação de recursos energéticos. Portugal é um país fortemente dependente da importação de petróleo bruto, carvão e gás natural, estando exposto às conjecturas internacionais e constantes flutuações do preço dos combustíveis. A energia hídrica assume assim particular importância na medida que a matéria-prima é nacional, imune a flutuações da economia e infinitamente renovável. Este recurso endógeno permite então reduzir a dependência de combustíveis fósseis face ao exterior.

Os aproveitamentos hidroeléctricos apresentam o maior rendimento dos sistemas de produção de energia eléctrica. Para além de contribuírem em termos de energia para o sistema eléctrico, também contribuem para uma exploração segura do mesmo, uma vez que possuem capacidade de armazenamento de energia. Estes aproveitamentos apresentam elevados índices de disponibilidade da sua energia e de fiabilidade. Permitem o ajuste fino entre a energia produzida e a consumida, isto devido à sua flexibilidade de funcionamento que permite fazer face às variações entre a produção e a carga, permitindo também satisfazer as pontas de consumo. Com a cada vez maior penetração de energia eólica e a intermitência de produção que lhe está associada, cabe às centrais hidroeléctricas assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia eléctrica.

Em caso de saída de serviço de uma central devido a avaria é possível colocar na rede a potência dos grupos hídricos que já estejam em funcionamento e arrancar num curto período de tempo outros que estejam parados, já que o seu tempo de ligação é relativamente curto. A título de exemplo, pode-se utilizar o diagrama de cargas do dia 10 de Março de 1998, em que se verifica que a falha de dois grupos da central de Sines (a castanho) levou à entrada em funcionamento dos grupos hidroeléctricos (a azul) o que permitiu o ajuste entre a curva da oferta e da procura (Figura 3.1).

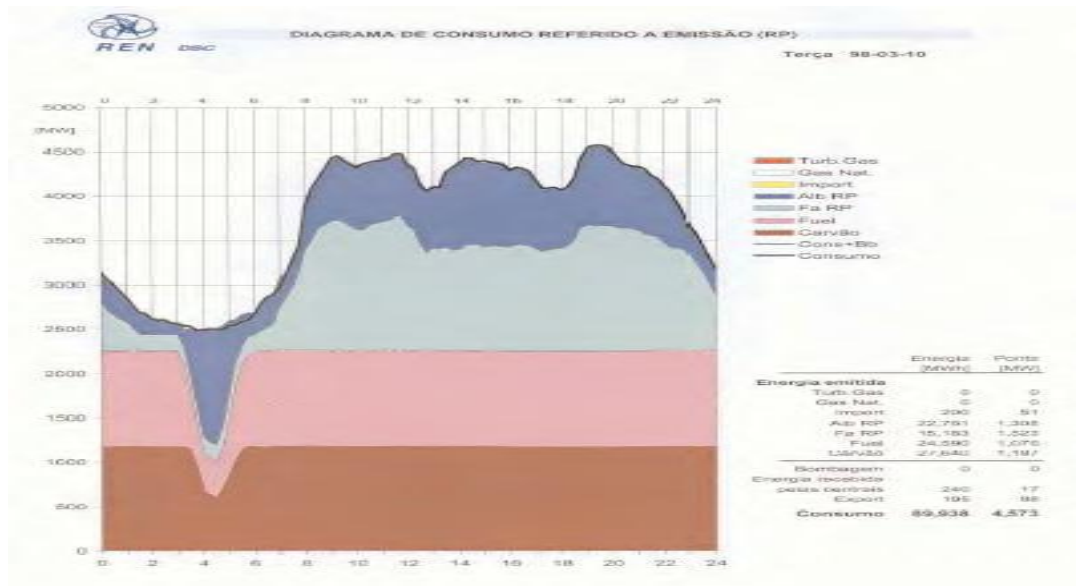


Figura 3.1 - Diagrama de cargas do dia 10 de Março de 1998

Quanto ao tipo de aproveitamento, as centrais hidroeléctricas podem ser a fio de água ou de albufeira. As centrais a fio de água possuem reduzida capacidade de retenção da água ou não possuem nenhuma. Desta forma, disponibilizam toda a energia que a sua capacidade permite para o sistema, sendo normalmente utilizadas como centrais de base, ou seja, centrais que se encontram na base do diagrama de cargas. As centrais de albufeira possuem um reservatório onde se pode armazenar uma considerável quantidade de água que será turbinada consoante as necessidades do sistema. Estas últimas podem possuir bombagem, cujo objectivo é o de bombear parte da água já turbinada novamente para a albufeira durante as horas de vazio, em que há energia em excesso.

Idealmente estas centrais deveriam utilizar toda a sua capacidade e energia disponível para alimentar as cargas do sistema, uma vez que os custos de produção são essencialmente zero existindo apenas os custos de operação das centrais. No entanto, para fazer face a possíveis avarias de centrais térmicas, a picos de carga, a períodos de estiagem ou a períodos em que os custos dos combustíveis fósseis sejam mais elevados é necessário haver uma coordenação entre a energia hídrica a utilizar e a energia a manter em reserva.

As centrais hídricas desempenham também um papel muito importante no planeamento dos recursos hídricos, prevenção e controlo de cheias, navegabilidade dos rios, irrigação dos campos agrícolas e a criação de áreas de lazer (pesca, desporto, turismo).

No entanto, um dos maiores problemas que afectam este tipo de centrais é o carácter dinâmico das reservas e a sua gestão, a incerteza que afecta o fluxo da água, assim como o valor da água que varia conforme o nível de armazenamento e o regime hidrológico verificado.

3.2 - Fiabilidade das centrais hidroeléctricas

Os estudos de fiabilidade de um sistema produtor, tal como já foi referido, consistem em avaliar a capacidade do sistema conseguir desempenhar as suas funções de forma adequada. Os métodos clássicos de análise da fiabilidade de um sistema produtor foram desenvolvidos para sistemas essencialmente térmicos onde se considera que a capacidade produtora depende apenas das avarias forçadas nas centrais. Contrariamente às unidades térmicas, a fiabilidade de um sistema composto por centrais hidroeléctricas é afectada principalmente pelo défice de energia nas centrais, devido à natureza imprevisível da disponibilidade hídrica ou aos limites de armazenamento de água nas centrais hídricas, e pelo défice de potência, devido aos limites de capacidade inerentes às centrais.

Uma das características das centrais hídricas é serem muito fiáveis [1]. Estas apresentam poucas avarias forçadas, daí que a taxa de avarias destas centrais seja muito baixa quando comparada com a das centrais térmicas, podendo mesmo ser desprezada [11]. Isto permite que em estudos de fiabilidade as centrais hídricas sejam agrupadas e tratadas como apenas uma central, representando-se pela sua capacidade total e pela sua energia disponível.

Normalmente são considerados dois tipos básicos de centrais com limitações de energia, isto é, centrais cuja energia e capacidade disponíveis são limitadas não apenas pelas suas capacidades (em MW) e disponibilidades:

- Unidades sem capacidade de armazenamento, ou com uma capacidade de armazenamento que não permita armazenar a energia até à ponta de carga diária do dia seguinte, i.e. centrais hídricas a fio de água;
- Unidades que possuem capacidade de armazenamento de energia e que podem operar durante um determinado período de tempo com a energia armazenada, i.e. centrais hídricas de albufeira com capacidade de armazenamento.

3.3 - Centrais sem capacidade de armazenamento

As centrais que não possuem qualquer capacidade de retenção da energia, como as centrais de fio de água, colocam na rede toda a energia que vai estando disponível. São utilizadas como centrais de base. A energia e a capacidade destas centrais dependem do fluxo de água do rio. Assim a central hídrica pode ser representada como uma unidade que possui vários estados de capacidade a que correspondem diferentes caudais de água com uma determinada probabilidade de ocorrência desse caudal que será baseada em dados históricos.

A central é então adicionada à tabela das CES e o cálculo da fiabilidade do sistema decorre da forma convencional.

De modo a exemplificar o que foi referido, considere-se o sistema térmico descrito pela Tabela 2.5 e uma central a fio de água com uma capacidade de 10 MW, cuja distribuição da capacidade disponível é descrita na Tabela 3.1, com a respectiva probabilidade do caudal de água do rio.

Capacidade (MW)	Probabilidade
0	0.15
5	0.50
10	0.35

Tabela 3.1 - Distribuição da capacidade de uma central hídrica sem capacidade de armazenamento de energia

A inclusão da central hídrica no estudo de fiabilidade, pode ser realizada considerando uma central de 5 MW durante 50% do ano e outra de 10 MW durante 35% do ano, de tal modo que durante parte do ano em estudo a capacidade instalada passa para 16 MW e 21 MW respectivamente. Assim, para o cálculo do LOLP é necessário construir para cada uma das capacidades hídricas a respectiva tabela de CES. Se a capacidade hídrica $C_{Hídrica}$, for 0 MW então a tabela de CES é a representada pela Tabela 3.2. Assim, para este caso é calculado um valor parcial do LOLP, $LOLP_{CH=0}$.

CES (MW)	Probabilidade
11	0.960498
8	0.019404
6	0.019602
5	0.000098
3	0.000396
0	0.000002
Σ	1.00000

Tabela 3.2 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=0$ MW

Da combinação da $C_{Hídrica}=5$ MW e do sistema térmico associado à Tabela 2.5 resulta a Tabela 3.3. Assim considerando esta capacidade hídrica disponível é calculado o $LOLP_{CH=5 MW}$.

CES (MW)	Probabilidade
16	0.960498
13	0.019404
11	0.019602
10	0.000098
8	0.000396
5	0.000002
Σ	1.00000

Tabela 3.3 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=10$ MW

Da combinação de uma $C_{Hídrica}=10$ MW e do sistema térmico da Tabela 2.5, resulta a Tabela 3.4, em que se admite que esta $C_{Hídrica}$ está 100% assegurada. Com esta tabela calcula-se o $LOLP_{CH=10\text{ MW}}$.

CES (MW)	Probabilidade
21	0.960498
18	0.019404
16	0.019602
15	0.000098
13	0.000396
10	0.000002
Σ	1.00000

Tabela 3.4 - Tabela de CES para $C_{Hídrica}=15$ MW

No final combinam-se os três valores parcelares obtidos para o LOLP pesando-os pelas probabilidades atribuídas a cada cenário hídrico.

$$LOLP_{final} = LOLP_{CH=0} \times 0,15 + LOLP_{CH=5} \times 0,50 + LOLP_{CH=10} \times 0,35 \quad (3.1)$$

3.4 - Centrais com capacidade de armazenamento

A potência disponível nas centrais com capacidade de armazenamento depende da disponibilidade de água nos reservatórios. O nível de armazenamento do recurso água nos reservatórios influencia a disponibilidade de energia das centrais hidroelétricas. A quantidade de água armazenada nas albufeiras depende das condições hidrológicas, da

pluviosidade, das aflúncias aos cursos de água e das políticas de coordenação hidrotérmica e gestão das águas. Estas centrais podem ser utilizadas nos períodos em que as pontas de carga são maiores, reduzindo a necessidade de operar com centrais mais caras, assim como suportar a saída forçada de centrais térmicas.

Em estudos de fiabilidade os métodos analíticos mais comuns para tratar este tipo de centrais são:

- *Peak shaving* [1,13]
- *ELDC modified* [12]

No método de *Peak shaving*, o diagrama de cargas linearizado ou cronológico é modificado de acordo com a capacidade e energia hídrica disponível. Às pontas diárias do diagrama de carga são deduzidas as capacidades das centrais hídricas e a energia hídrica disponível no sistema. As centrais hídricas do sistema são agrupadas e caracterizadas com uma determinada capacidade total (C_H - capacidade hídrica) e energia disponível. As figuras seguintes mostram o diagrama de cargas horário e linearizado modificado.

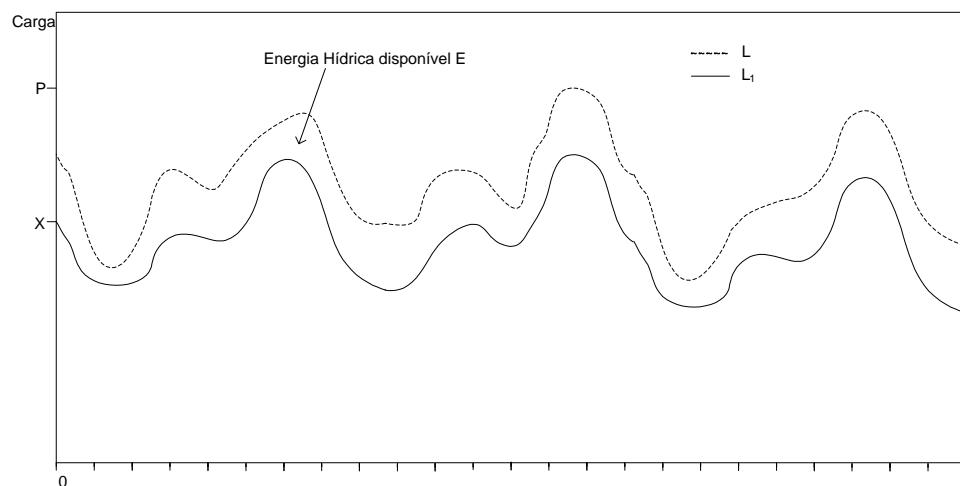


Figura 3.2 - Diagrama de cargas horário com a inclusão da energia hídrica

A área entre as duas curvas L e L_1 deve ser menor ou igual à energia hídrica disponível em cada período de estudo e a diferença entre a capacidade de cada curva, L e L_1 , em cada período deve ser menor ou igual à capacidade hídrica disponível. Neste método estas duas restrições devem ser respeitadas e não podem ser violadas. Na Figura 3.2 é descontada toda a capacidade hídrica existente ao diagrama de cargas cronológico. A carga restante deverá ser alimentada pelo parque térmico ou centrais hídricas a fio de água, e o estudo de fiabilidade deverá ser feito para os novos valores de carga dados pelo diagrama modificado.

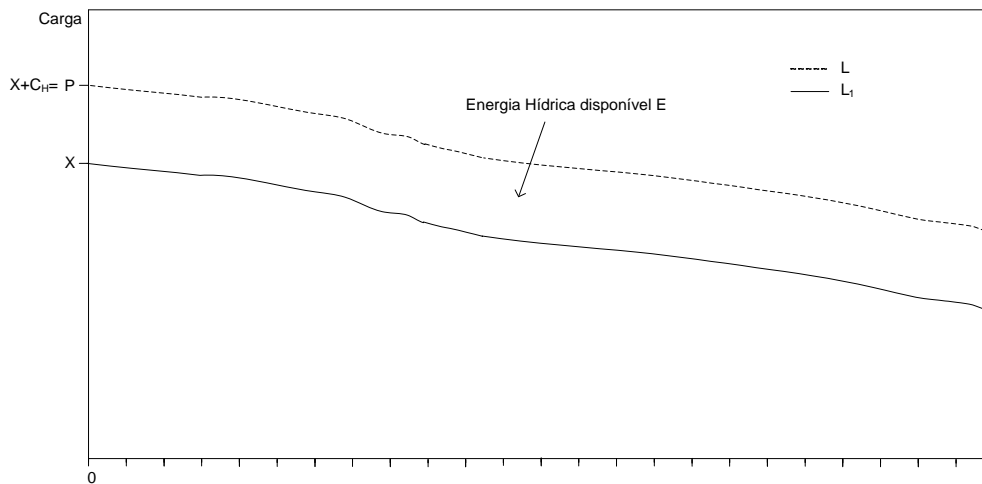


Figura 3.3 - Diagrama de cargas classificado com a inclusão da energia hídrica

Um outro método alternativo consiste em utilizar o diagrama de cargas classificado (ELDC - *Equivalent Load Duration Curve*). Neste método calcula-se primeiro a fiabilidade do sistema térmico, onde $LOLE_t$ na Figura 3.4 representa o risco de perda de carga do sistema térmico, e a área compreendida entre a curva do diagrama L e C_T representa a energia não fornecida pelo parque térmico. De seguida, utiliza-se a capacidade e a energia disponível nas centrais hídricas para alimentar a carga restante como é visível na Figura 3.4. A capacidade total do sistema hidrotérmico é dada por C_T+C_H . No entanto, se a energia hídrica disponível for menor que a necessária para utilizar toda capacidade hídrica C_H instalada, é necessário diminuir C_H para C_H' satisfazendo a restrição da energia disponível existente.

A área compreendida entre a curva do diagrama L e a curva C_T+C_H representa a energia não fornecida pelo sistema hidrotérmico (3.2), o que significa que o sistema produtor não possui capacidade para satisfazer toda a procura. Nestas condições, o valor do LOLE reduz-se de $LOLE_T$ para $LOLE_{T+H}$ ao considerar a componente hídrica, mas, de acordo com a Figura 3.4 não se reduz a zero.

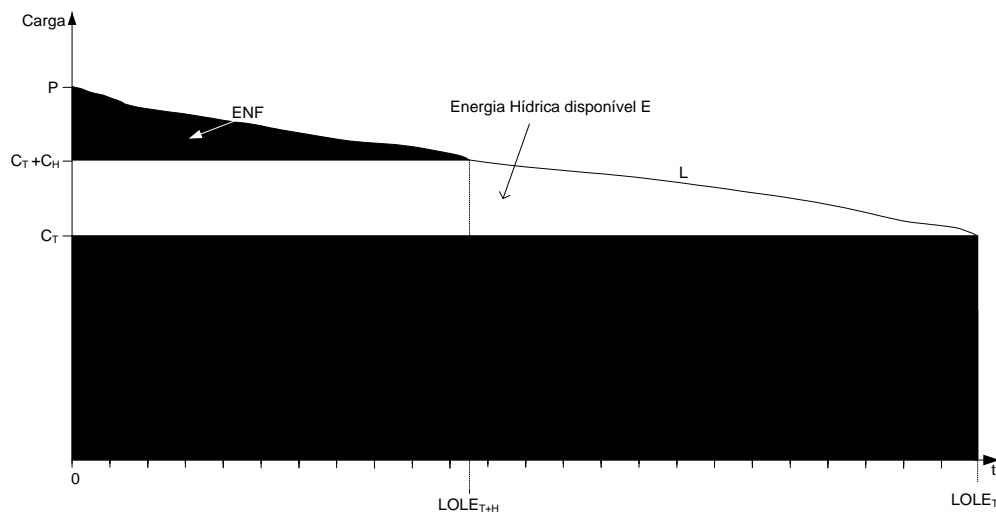


Figura 3.4 - Diagrama de cargas utilizado no método ELDC

$$ENF = \int_{C_T + C_H}^P L(z) dz \quad (3.2)$$

Este método permite obter o mesmo valor de LOLE e ENF que o método de *peak shaving* desde que não haja limitações à capacidade e a energia hídrica utilizada no método de *peak shaving*.

3.5 - Variabilidade da energia hídrica

Em sistemas hidrotérmicos é necessário considerar o carácter dinâmico e a variabilidade do recurso hídrico [14]. Para isso consideram-se vários sub-períodos que reflectam a capacidade e a energia disponível ao longo do período de tempo considerado. Em estudos de reserva girante é necessário considerar as restrições de reserva do sistema, ou seja, manter uma determinada capacidade em reserva para fazer face a possíveis avarias ou variações de carga.

A decomposição do ano em vários sub-períodos pode levar a que surjam problemas com a alocação óptima do recurso. É aconselhado que exista uma correcta distribuição do recurso ao longo do período considerado, e isto pode ser feito recorrendo a estratégias de optimização como por exemplo, minimizando o risco de perda de carga [12]. Uma possível política de utilização da energia hídrica disponível passaria por, em cada período considerado, utilizar toda a energia térmica disponível e se necessário, utilizar a energia hídrica para alimentar a carga restante [17]. Outra estratégia consistiria em utilizar toda a energia hídrica disponível, considerando uma alocação óptima do recurso. Estas duas alternativas corresponderiam a políticas extremas sendo mais adequado realizar uma gestão adequada da água para evitar

descarregamentos em períodos de elevadas afluências ou completa falta de água em períodos de estiagem.

3.6 - Conclusões

A inclusão das centrais hídricas em estudos de planeamento e de operação de um sistema hidrotérmico com uma componente hídrica considerável deve ser tomada em conta. Estas apresentam elevada fiabilidade, e a probabilidade de avaria quando comparada com a das centrais térmicas pode ser desprezada. Assim, as limitações neste tipo de centrais decorrem da sua capacidade instalada e da energia disponível. Neste capítulo foram apresentados alguns métodos que permitem a inclusão das centrais hídricas nos estudos de fiabilidade. Um dos métodos sugeridos passa por incluir a capacidade e a energia disponível das centrais hídricas na Tabela das Capacidades em Serviço. Cada central é representada por vários níveis de energia e potência e a cada nível está associada uma probabilidade de ocorrência (relacionada com o caudal de água). Este tratamento dos dados é feito normalmente para centrais a fio de água. Para centrais com capacidade de armazenamento, em que a energia pode ser utilizada, pelo menos, nos períodos de ponta do dia seguinte são utilizados normalmente dois métodos: *peak-shaving* e ELDC. Estes métodos incluem a capacidade e energia disponíveis no diagrama de cargas horário ou classificado. A estes métodos normalmente está também associado uma distribuição óptima da energia que permita minorar o risco de perda de carga.

Capítulo 4

Programa desenvolvido para a análise do risco

4.1 - Descrição do problema

Neste capítulo será apresentada a metodologia implementada, os pressupostos assumidos na sua implementação e a necessidade da ferramenta criada.

O objectivo a atingir consiste em criar uma metodologia que permita calcular índices que traduzam a fiabilidade de um sistema produtor considerando a inclusão de centros produtores com recursos primários finitos e voláteis, nomeadamente as centrais hidroeléctricas. Os índices calculados são o LOLP e LOLE. É também objectivo deste trabalho, analisar a influência do programa de manutenção das centrais térmicas na fiabilidade global do sistema. Como caso base pretende-se analisar o sistema hidrotérmico português, e avaliar a sua fiabilidade. Pretende-se também que a aplicação criada seja o mais flexível possível, para permitir a análise de outros sistemas para além do fornecido pela EDP Produção. Desta forma, será também analisado o sistema teste do IEEE-RTS (*IEEE-Reliability Test System*) que se encontra descrito no anexo A. A análise feita aos dois sistemas será pormenorizada no capítulo seguinte.

4.2 - Metodologia implementada

4.2.1 - Introdução

Tal como já foi referido, os estudos de adequação e segurança do sistema produtor têm como objectivo analisar a capacidade do sistema ser capaz de alimentar as cargas existentes e fazer face a perturbações que ocorram, tais como avarias forçadas dos grupos. A ferramenta desenvolvida possibilita a avaliação da fiabilidade de um sistema hidrotérmico

permitindo calcular o respectivo LOLP e LOLE. Para alcançar esse objectivo é necessário ter um conjunto de dados que permita obter os resultados pretendidos.

A aplicação escolhida para desenvolver esta ferramenta é o “Microsoft Office Excel 2007”, que utiliza como linguagem de programação o “Visual Basic” orientado aos programas Microsoft Office, mais conhecido como VBA ou “*Visual Basic for Applications*” [20]. A grande diferença em relação ao “Visual Basic” é que com o VBA não é possível executar código sem ser na aplicação, contrariamente ao Visual Basic que permite criar e executar aplicações separadas dos programas Microsoft Office. A opção pelo Excel prende-se com facto de ser uma aplicação de uso corrente em qualquer área das engenharias, e com grande capacidade de cálculo, facilidade na criação de gráficos e criação de rotinas de cálculo que permite sistematizar a análise da fiabilidade de um qualquer sistema produtor.

4.2.2 - Centrais térmicas

As centrais térmicas são caracterizadas por um modelo de dois estados tal como indicado na Figura 2.7, que representa o processo de falha e reparação das centrais. Cada um destes estados tem uma probabilidade de ocorrência que pode ser determinada através dos registos cronológicos dos incidentes, ou por analogia com componentes existentes. Cada central é constituída por um ou mais grupos geradores, e cada grupo possui uma determinada potência nominal. A partir dos dados das centrais é construída a tabela das CFS utilizada no modelo de produção. Assim, torna-se necessário ter um conhecimento pleno de todo o sistema térmico, nomeadamente da capacidade, número de grupos e indisponibilidade das centrais. Para as centrais térmicas é assumido que a capacidade disponível depende unicamente da indisponibilidade dos equipamentos.

O plano de manutenção programada das centrais térmicas tem como principal objectivo diminuir a probabilidade de avarias forçadas nas centrais, aumentando desta forma a fiabilidade do sistema produtor. A saída de serviço programada de uma ou mais centrais poderá ter influência na capacidade do sistema alimentar as cargas. Daí que seja importante realizar um correcto planeamento da calendarização das acções de manutenção. Assim, um programa de manutenções que minimize o impacto da saída das centrais térmicas de serviço assume particular importância na análise do risco anual do sistema. A saída de serviço programada de uma unidade produtora é modelizada como um aumento de carga no diagrama de cargas como se ilustra na Figura 4.1. De acordo com esta figura, e por simplificação, admitiu-se que o valor da capacidade em manutenção era constante ao longo de todo o ano. Em situações reais o valor da capacidade em manutenção altera-se ao longo do ano dando origem a um diagrama de carga modificado que poderá ser muito diferente do original.

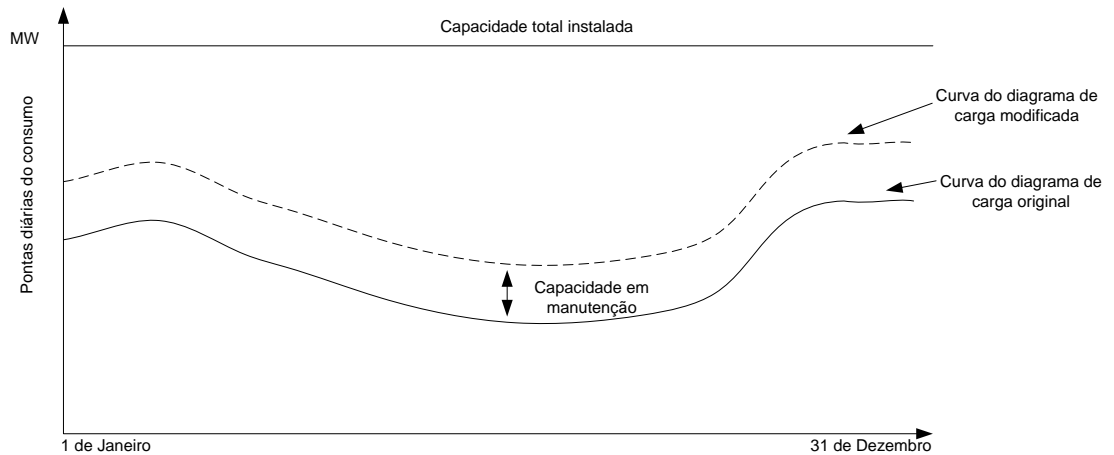


Figura 4.1 - Método aproximado para inclusão da manutenção no diagrama de cargas

Esta é uma aproximação aceitável [1] em que se altera a característica da curva do diagrama. Esta estratégia reduz o esforço computacional que seria necessário realizar se a capacidade em manutenção fosse descontada da tabela de capacidades fora de serviço. Desta forma, evita-se a construção de uma nova tabela de capacidades em serviço sempre que uma unidade necessitasse de realizar manutenção. Para a consideração do plano de manutenções das centrais é necessário definir qual o dia de início e o dia de fim, não sendo objectivo da aplicação definir um escalonamento óptimo do programa de manutenções com vista a reduzir o seu impacto no risco anual do sistema.

4.2.3 - Centrais hidroeléctricas

As centrais hidroeléctricas apresentam, como já foi referido, grande fiabilidade de funcionamento. A indisponibilidade devido a avarias (F.O.R) das centrais hidroeléctricas quando comparada com a das centrais térmicas pode ser considerada desprezável. No entanto, a disponibilidade destas centrais depende da energia disponível e da capacidade instalada. No âmbito desta dissertação considera-se que a capacidade disponível nas centrais é proporcional à energia disponível e como tal as centrais hidroeléctricas do sistema podem ser agrupadas e tratadas como se se tratassem de uma só central. Isto reduz significativamente a complexidade do problema uma vez que não é necessário considerar as várias combinações de estados possíveis entre as várias capacidades hídras. Por outro lado, neste trabalho não foi considerado o tema da alocação óptima da energia hidroeléctrica.

No contexto deste trabalho o ano é decomposto em vários períodos hídricos, tantos quanto o utilizador pretender e, em cada um, deve estar reflectida a capacidade e energia hídrica disponível. Assim, um dos dados de entrada é a capacidade disponível que reflecte já a energia disponível. Ou seja, é assumido em cada período que a variação da energia

disponível nas centrais hidroeléctricas não é significativa. A decomposição em vários períodos tem como objectivo reflectir a volatilidade do recurso água. A capacidade hidroeléctrica disponível em cada período é acrescentada à tabela das capacidades em serviço, como se se tratasse de uma central térmica com probabilidade nula de se encontrar indisponível. Para exemplificar a utilização da capacidade hídrica neste tipo de estudos considere-se o sistema térmico descrito na Tabela 2.5 e dois períodos hídricos distintos caracterizados na Tabela 4.1.

Regime Hídrico	C_H - Capacidade Hídrica (MW)
1	5
2	20

Tabela 4.1 - Regimes hídricos considerados

O regime hídrico 1 engloba os meses compreendidos entre Abril e Outubro, meses caracterizados por uma menor disponibilidade de recurso água. O regime hídrico 2 engloba os meses de Janeiro, Fevereiro, Março, Novembro e Dezembro.

As Tabela 4.2 e Tabela 4.3 representam as novas tabelas de probabilidades do sistema considerando os regimes hídricos 1 e 2.

Capacidade em Serviço (MW)	Probabilidade
16	0.960498
13	0.019404
11	0.019602
10	0.000098
8	0.000396
5	0.000002
	Σ 1.00000

Tabela 4.2 - Tabela de probabilidades para o regime hídrico 1

Capacidade em Serviço (MW)	Probabilidade
31	0.960498
28	0.019404
26	0.019602
25	0.000098
23	0.000396
20	0.000002
Σ 1.00000	

Tabela 4.3 - Tabela de probabilidades para o regime hídrico 2

Obtidas as tabelas de capacidades em serviço para os diferentes regimes hídricos e considerando um diagrama de cargas constituído por 12 pontas de carga, uma por cada mês, calculam-se os índices parciais para os vários meses. O LOLP do mês de Janeiro (LOLPJanH2 onde Jan representa Janeiro e H2 o período hídrico 2) é calculado recorrendo à Tabela 4.3, pois nesse mês o regime hídrico existente é o 2 e o cálculo do LOLP deste mês é realizado através de (2.12). De modo semelhante, calculam-se os índices para os restantes meses e, no final, calcula-se o valor de LOLP devidamente ponderado utilizando a expressão (4.1).

$$\begin{aligned}
 LOLP = & LOLP_{JanH2} \times \frac{1}{12} + LOLP_{FevH2} \times \frac{1}{12} + LOLP_{MarH2} \times \frac{1}{12} + LOLP_{AbrH1} \times \frac{1}{12} + \\
 & LOLP_{MaiH1} \times \frac{1}{12} + LOLP_{JunH1} \times \frac{1}{12} + LOLP_{JulH1} \times \frac{1}{12} + LOLP_{AgoH1} \times \frac{1}{12} + LOLP_{SetH1} \times \\
 & \frac{1}{12} + LOLP_{OutH1} \times \frac{1}{12} + LOLP_{NovH2} \times \frac{1}{12} + LOLP_{DezH2} \times \frac{1}{12}
 \end{aligned} \quad (4.1)$$

4.2.4 - Diagrama de cargas

Através da construção da tabela das CFS pode-se determinar de forma simples a probabilidade da carga não ser alimentada se esta for considerada constante ao longo do ano. No entanto, a carga possui um carácter variável, levando à necessidade de considerar um diagrama de cargas que represente a sua variabilidade ao longo do período estudado.

Assume-se que as cargas do sistema são conhecidas, e são representadas por um diagrama de cargas cronológico. A necessidade de utilização deste diagrama prende-se com a consideração da manutenção programada das centrais. A utilização de um diagrama de cargas classificado não permitiria considerar as manutenções dos grupos térmicos, uma vez que estes diagramas não seguem uma ordem cronológica dos dias e as manutenções são necessariamente realizadas em períodos de tempo contínuos.

Considerou-se neste estudo que o ano se encontra dividido em 365 dias e cada dia é caracterizado por uma ponta diária de carga. Assume-se que em cada dia o valor da ponta se mantém constante, assim como a potência e energia hidráulica disponível.

4.2.5 - Algoritmo utilizado

A Figura 4.2 apresenta o fluxograma do cálculo da tabela das CES do sistema térmico. Numa fase inicial é feita a leitura dos dados relativos às centrais térmicas, e posteriormente inicia-se a construção da tabela. A tabela é construída de forma recursiva através do método explicado na secção 2.1.4.3 - .

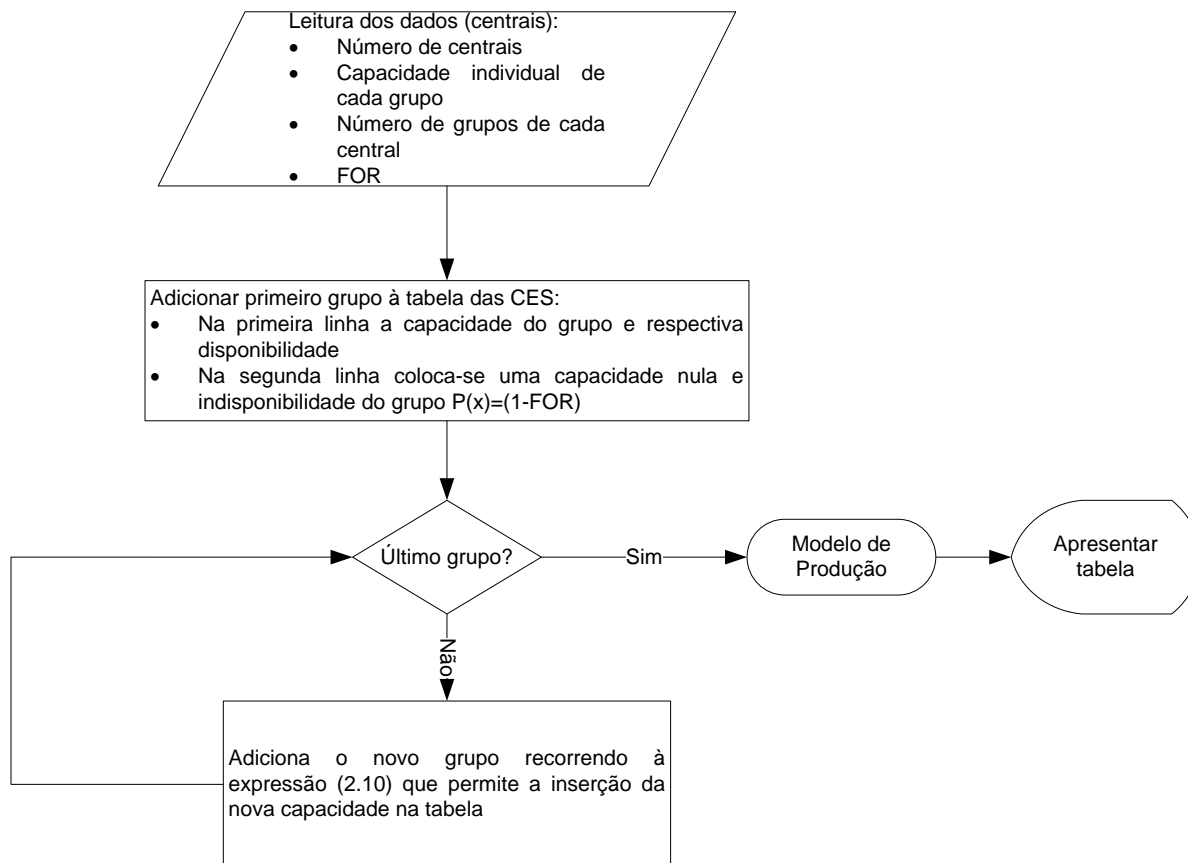


Figura 4.2 - Fluxograma da construção da tabela das CFS

A convolução do modelo de produção com o modelo de carga dá origem ao modelo de risco tal como indicado na Figura 4.3. Antes de construir o modelo de risco, é feita a leitura do modelo de carga. Ao modelo de carga são adicionadas as potências das unidades em manutenção nos períodos respectivos. Ou seja, a potência em manutenção é modelizada como um aumento de carga do sistema durante o período em que a manutenção decorre.

À tabela das CFS são adicionadas as capacidades disponíveis dos regimes hídricos considerados. Tal como foi explicado, a cada regime hídrico está associada uma capacidade que já reflecte a disponibilidade hídrica para aquele regime.

Por fim são calculados os índices que reflectem o risco do sistema não conseguir alimentar a procura de energia, tendo em conta a carga em cada período, a potência em manutenção e a disponibilidade hídrica. Tal como se ilustrou em 4.2.3 - este cálculo exige a construção de

tabelas de CFS parcelares que permitem calcular valores parcelares dos índices de risco. Estes valores parcelares são depois agregados tendo em conta a duração do período a que dizem respeito.

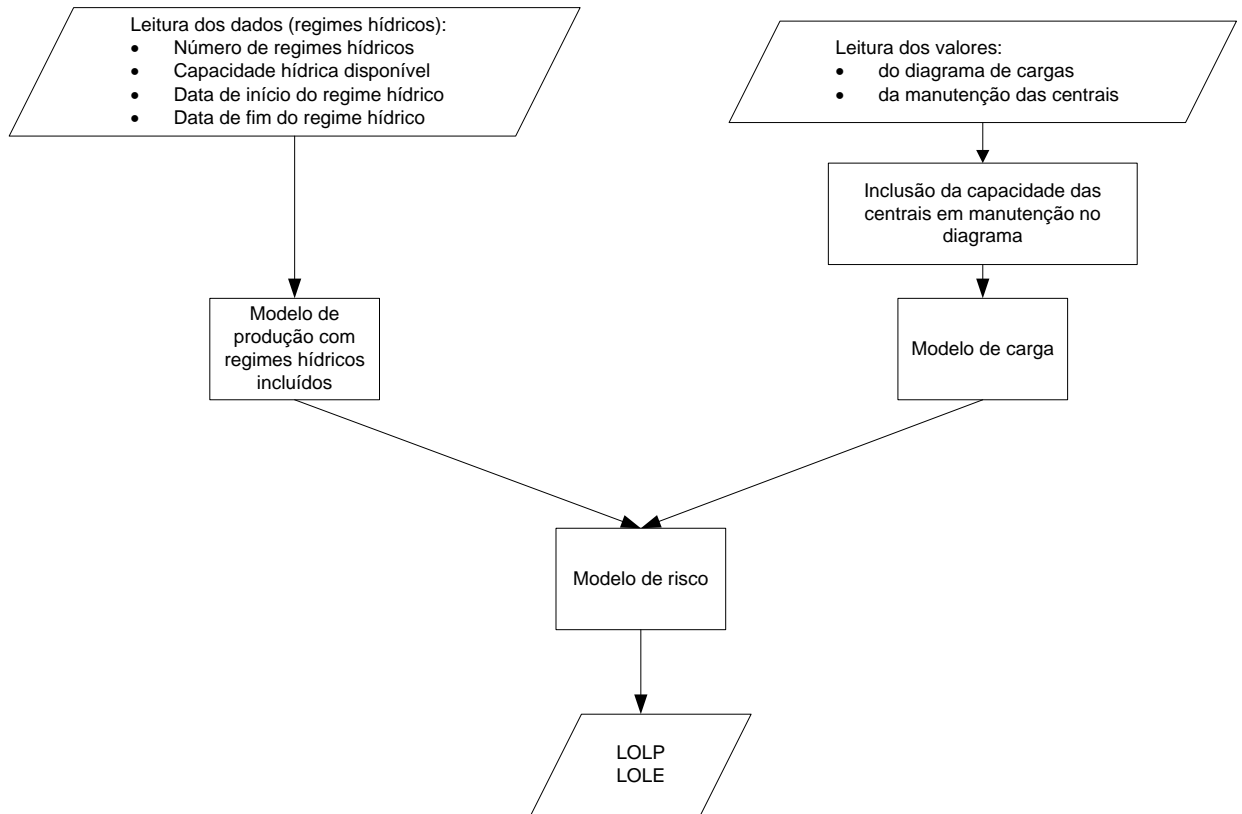


Figura 4.3 - Fluxograma da convolução do modelo de carga com o modelo de produção para a obtenção do modelo de risco

4.3 - Interface da aplicação

Nesta secção será apresentada a interface da ferramenta criada. Pretende-se que seja de fácil manuseamento e intuitiva com o objectivo de auxiliar nos estudos de fiabilidade do sistema produtor hidrotérmico. Um aspecto essencial corresponde à inserção dos dados necessários para o estudo, pelo que a ferramenta possibilita a sua inclusão directamente no interface desenvolvido ou no Excel. Para trabalhar directamente no Excel é necessário aceder ao menu “Editar” e escolher a opção “Editar dados no Excel” que permite incluir os dados directamente nas folhas do Excel.

A Figura 4.4 mostra a janela inicial da aplicação. Pode-se verificar que existem dois separadores principais, um destinado aos dados necessários para realizar o estudo e outro para o cálculo dos modelos de produção, modelo de carga e modelo de risco. O separador destinado aos dados por seu lado é decomposto em três outros separadores. O separador

visível na Figura 4.4 destina-se a visualizar os dados relativos às centrais existentes, possibilita a inserção de novas centrais e permite alterar ou remover as já existentes. O programa apresenta automaticamente a lista de centrais já definidas na base de dados do Excel assim como as potências, número de grupos de cada central, F.O.R e períodos da manutenção programada.

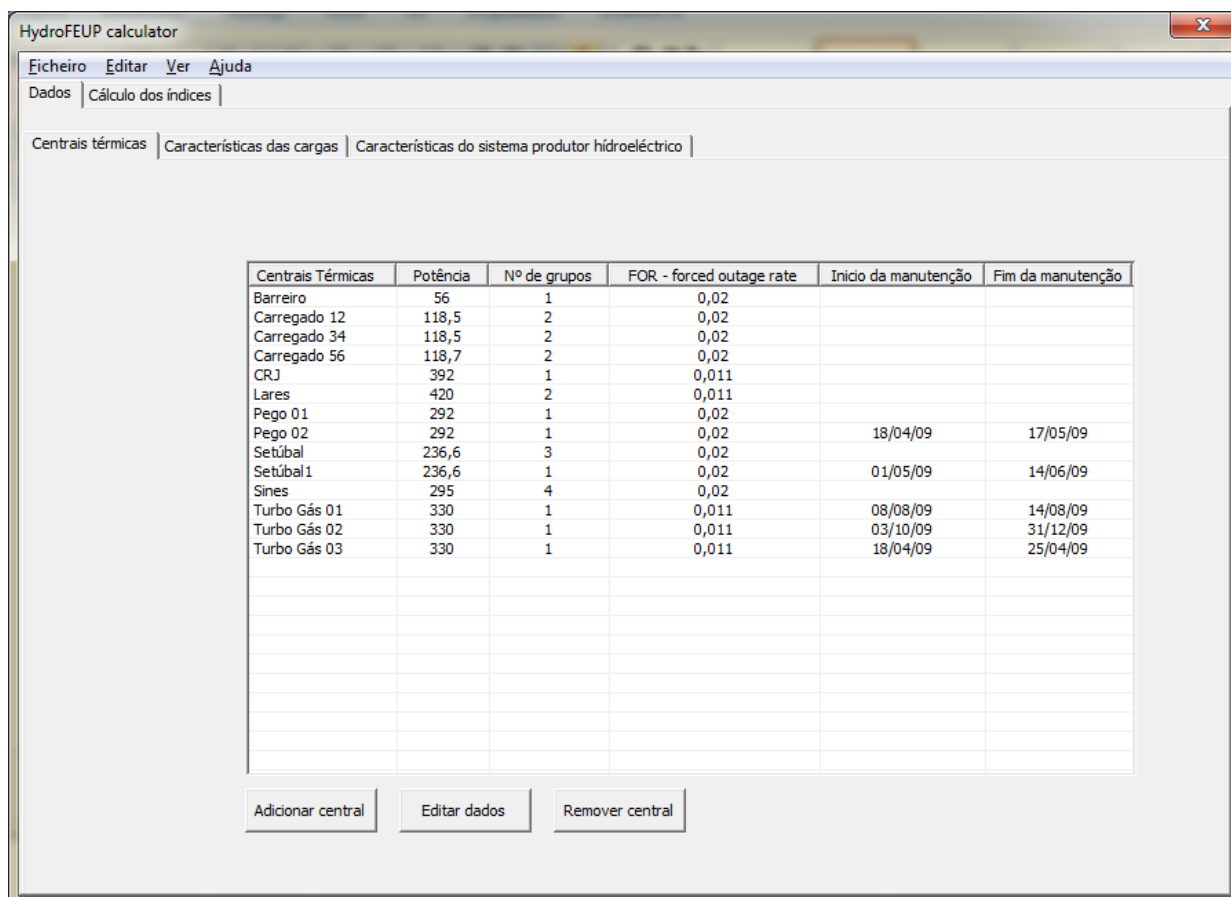


Figura 4.4 - Interface da aplicação desenvolvida

Uma característica importante a salientar corresponde à possibilidade de ordenar as centrais térmicas de acordo com a potência, F.O.R ou número de grupos, bastando para isso pressionar no título da coluna que se pretende ordenar. Esta facilidade é útil na medida que permite facilmente analisar o parque produtor existente, como por exemplo saber qual a central com maior potência instalada ou com menor indisponibilidade.

Para adicionar uma nova central é necessário pressionar o botão “Adicionar central” abrindo uma nova janela (Figura 4.6). Nesta janela é possível inserir todos os dados relativos à nova central térmica. De salientar que a aplicação realiza o tratamento de possíveis erros na escrita dos dados. A aplicação apenas aceita valores numéricos para os campos da potência e grupos instalados. Caso contrário, surge uma mensagem de erro. O mesmo acontece se, no

campo da indisponibilidade, o valor inserido não for numérico, se for numérico mas superior a 1 ou se for negativo. Em qualquer destas situações surge uma mensagem de erro.

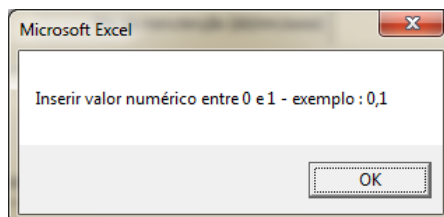


Figura 4.5 - Mensagem de erro para um valor errado da indisponibilidade

A Figura 4.5 mostra uma das mensagens mostradas ao utilizador em caso de erro na inserção dos dados.

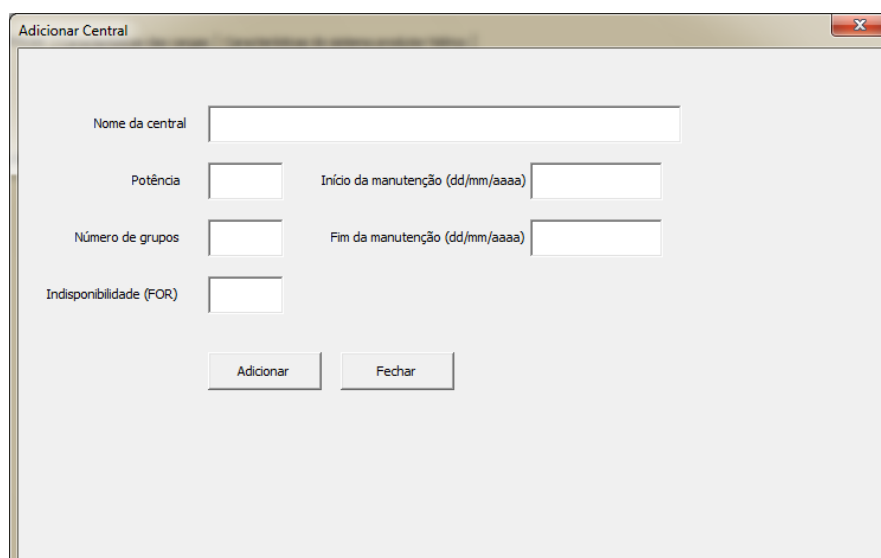


Figura 4.6 - Inserção de nova central térmica

A alteração dos dados das centrais pode ser realizada numa nova janela e é acedida a partir do botão “Editar central” localizado na janela principal. Nesta janela é possível escolher a central cujos dados se pretende alterar. Escolhida a central, os dados actuais surgem nos espaços respectivos podendo então ser modificados e guardados. Também aqui é realizado o tratamento de erros e excepções para evitar a inserção de dados incorrectos.

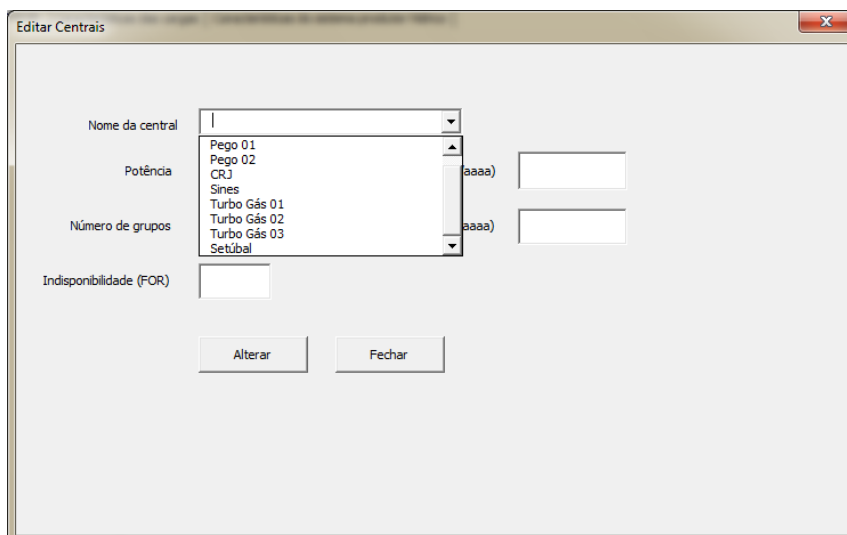


Figura 4.7 - Alteração dos dados das centrais térmicas

A remoção de centrais segue os mesmos pressupostos da inserção e alteração de dados. Uma nova janela é aberta (Figura 4.8) a partir da principal onde é possível escolher a unidade existente que se pretende remover. Saliente-se que nesta fase a inserção e remoção de centrais não está relacionada com a tabela das CFS. Assim, é sempre necessário após qualquer alteração do parque térmico calcular a tabela das CFS para efeitos da análise de risco. Nesta fase, pretende-se apenas inserir a informação relativa ao parque térmico.

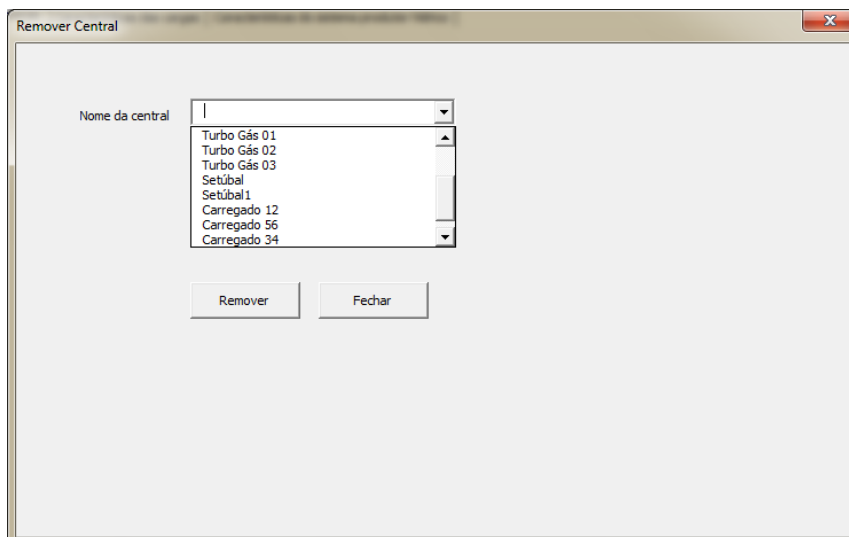


Figura 4.8 - Janela de remoção de centrais térmicas

Dentro do separador “Dados” existe o separador “Características das cargas” onde é possível introduzir os valores da carga do sistema estudado. A aplicação contempla a opção de considerar 12 períodos, 52 semanas ou 365 dias (Figura 4.9). Assim ao utilizador compete

escolher o número de períodos com que pretende representar as cargas. No entanto, a aplicação desenvolvida considera sempre o ano dividido em 365 dias, pelo que se o utilizador escolher representar as cargas através de 12 pontas mensais, por exemplo, então os dias de cada mês apresentam a mesma ponta

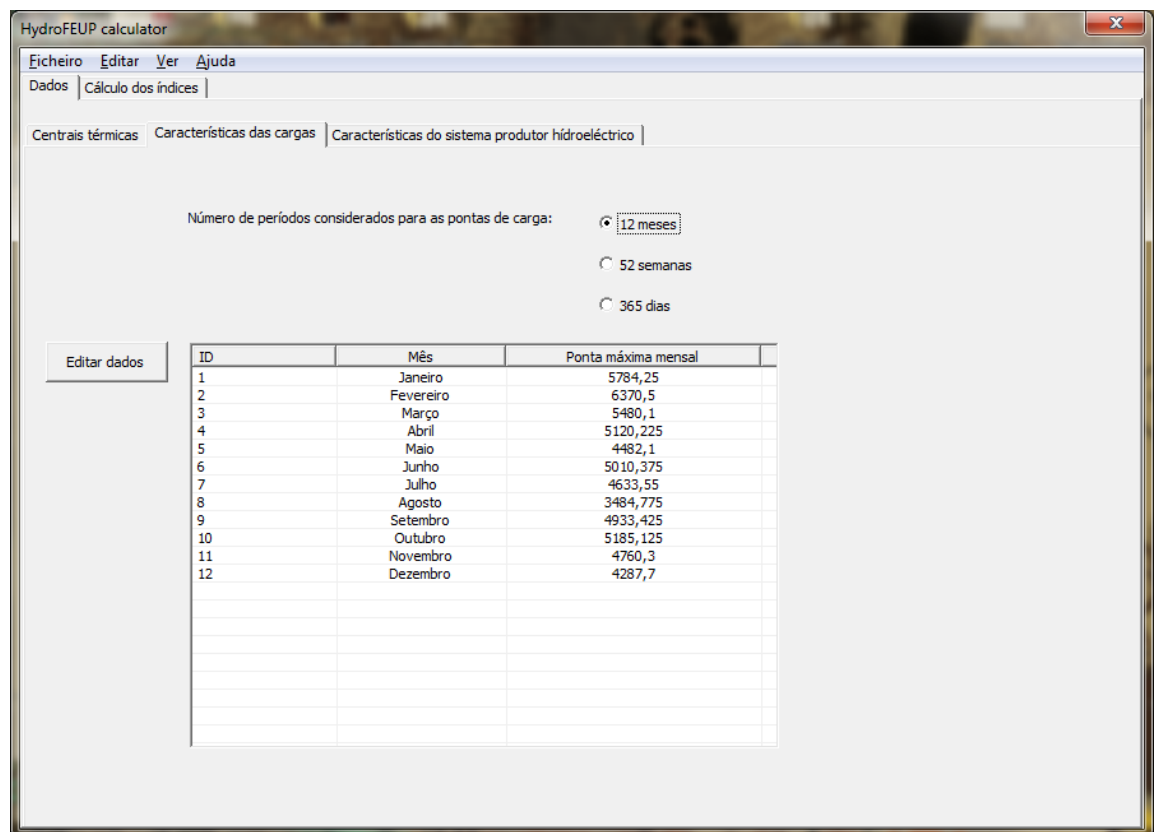


Figura 4.9 - Características da carga

O Excel pode também ser utilizado para introduzir directamente o valor das cargas. Isso pode ser feito na folha de cálculo “Dados” (Figura 4.10). É de salientar que a dimensão da folha de cálculo será função dos dados introduzidos.

Grupos				Regimes hídricos				Pontas Diárias				Manutenção				
Nº de Grupos	Potência	FDR		ID	Potência	Início	Fim	Ano	2009			Id. Central	Nº Grupos	Potência	Dia de início (dd/mm/aa)	Dia de fim (dd/mm/aa)
Lares	2	420	0,011	H1	1	2627,5	01/01/09	01/01/09	01/Jan	5284,43		Lares	2	420		
Pego 01	1	292	0,02	H2	2	2524,125	02/01/09	02/01/09	02/Jan	5784,25		Pego 01	1	292		
Pego 02	1	292	0,02	H3	3	1624,275	03/01/09	03/01/09	03/Jan	5978,18		Pego 02	1	292	18/04/09	17/05/09
CPJ	1	392	0,011	H4	4	1882,225	04/01/09	04/01/09	04/Jan	6188,45		CPJ	1	392		
Sinez	4	295	0,02	H5	5	2448,2	05/01/09	05/01/09	05/Jan	7025,10		Sinez	4	295		
Turbo Gas 01	1	330	0,011	H6	6	2084,875	06/01/09	06/01/09	06/Jan	6329,43		Turbo Gas 01	1	330	08/08/09	14/08/09
Turbo Gas 02	1	330	0,011	H7	7	2325,15	07/01/09	07/01/09	07/Jan	6908,10		Turbo Gas 02	1	330	03/10/09	31/10/09
Turbo Gas 03	1	330	0,011	H8	8	2514,65	08/01/09	08/01/09	08/Jan	7629,30		Turbo Gas 03	1	330	18/04/09	25/04/09
Setubal	3	236,6	0,02	H9	9	2623,05	09/01/09	09/01/09	09/Jan	7742,78		Setubal	3	236,6		
Setubal1	1	236,6	0,02	H10	10	1467,525	10/01/09	10/01/09	10/Jan	6089,98		Setubal1	1	236,6	01/05/09	14/06/09
Carregado 12	2	118,5	0,02	H11	11	1640,65	11/01/09	11/01/09	11/Jan	6474,80		Carregado 12	2	118,5		
Carregado 56	2	118,7	0,02	H12	12	2255,4	12/01/09	12/01/09	12/Jan	7112,88		Carregado 56	2	118,7		
Carregado 34	2	118,5	0,02	H13	13	1914,125	13/01/09	13/01/09	13/Jan	6971,48		Carregado 34	2	118,5		
Barreiro	1	56	0,02	H14	14	1622,675	14/01/09	14/01/09	14/Jan	6416,70		Barreiro	1	56		
				H15	15	2530,05	15/01/09	15/01/09	15/Jan	7523,83						
				H16	16	2178,425	16/01/09	16/01/09	16/Jan	7034,63						
				H17	17	1039,25	17/01/09	17/01/09	17/Jan	5615,58						
				H18	18	895,125	18/01/09	18/01/09	18/Jan	3655,13						
				H19	19	1646,275	19/01/09	19/01/09	19/Jan	5071,60						
				H20	20	3286,3	20/01/09	20/01/09	20/Jan	6639,45						
				H21	21	2738,175	21/01/09	21/01/09	21/Jan	6845,93						
				H22	22	1733,7	22/01/09	22/01/09	22/Jan	5119,75						
				H23	23	2289,35	23/01/09	23/01/09	23/Jan	4892,00						
				H24	24	3075,05	24/01/09	24/01/09	24/Jan	4954,40						
				H25	25	3070,175	25/01/09	25/01/09	25/Jan	5070,53						
				H26	26	3016,025	26/01/09	26/01/09	26/Jan	5974,25						
				H27	27	2903,25	27/01/09	27/01/09	27/Jan	6263,33						
				H28	28	2883,675	28/01/09	28/01/09	28/Jan	6189,68						
				H29	29	2882,655	29/01/09	29/01/09	29/Jan	6188,65						

Figura 4.10 - Folha de cálculo "Dados"

A definição do regime hídrico é realizada no separador “Características do sistema produtor hídrico”. Aqui é definido para cada período a capacidade hidroelétrica existente. O pressuposto seguido já explicado atrás é o de que a capacidade disponível no sistema depende da energia hídrica existente em cada período, e que essa mesma energia não varia durante cada período pelo que o sistema hidroelétrico é capaz de colocar na rede a capacidade definida.

Os períodos hídricos podem ser acrescentados, alterados ou removidos conforme é visível na Figura 4.11.

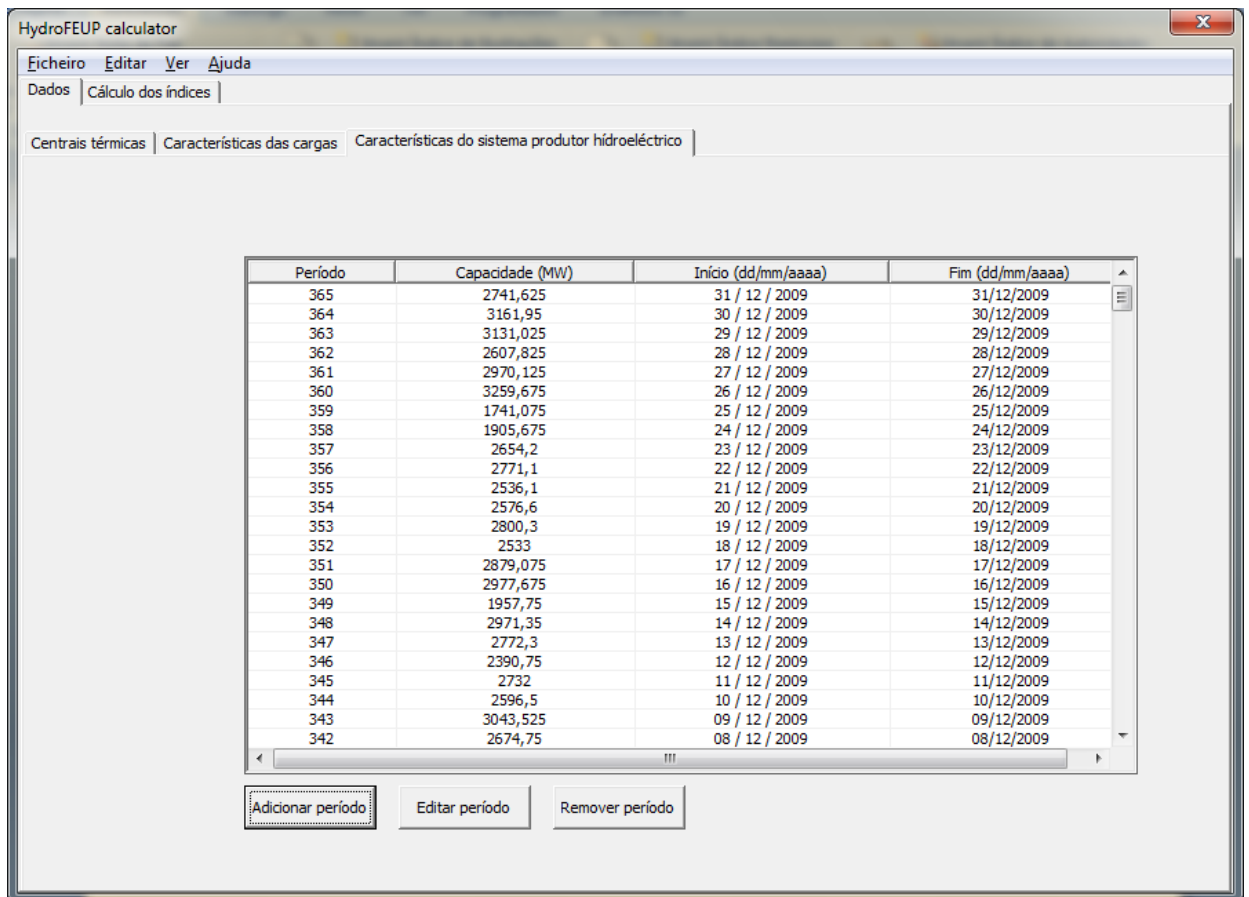


Figura 4.11 - Regimes hídricos do sistema

É necessário definir a data de início e fim do regime hídrico e é condição essencial que os diferentes regimes não se sobreponham. Se o utilizador desejar definir um regime hídrico por dia, a data de início deve ser a mesma que a data de fim. As datas devem ser incluídas com o seguinte formato: dd/mm/aaaa, onde dd significa dia, mm mês e aaaa ano. É também possível adicionar os dados dos regimes hídricos directamente na folha de Excel tal como se ilustra na Figura 4.10.

Dentro do separador “Cálculo dos índices” é possível efectuar o cálculo separado da tabela das CES ou CFS, de acordo com o que o utilizador pretender. O modelo de produção é calculado de forma separada porque em sistemas que possuam um parque térmico considerável, o tempo de execução do algoritmo para a construção da tabela das CES ou CFS pode ser elevado. Tal facto deve-se ao elevado número de combinações possíveis, pois considera-se um modelo de dois estados para as unidades produtoras e o número de combinações possíveis é de 2^n sendo n o número de grupos considerados. Assim se durante o estudo da fiabilidade de um sistema hidrotérmico o parque térmico não for alterado, é suficiente calcular apenas uma vez a tabela das CES ou CFS. Desta forma o interface criado permite que se calcule a tabela das CES ou CFS (Botão “Calcular tabela”) ou, se esta já tiver sido criada, permite a sua visualização (Botão “Ver tabela”). É então possível visualizar a CES

ou CFS (em MW) de um determinado sistema térmico e respectiva probabilidade de ocorrência como é visível na Figura 4.12.

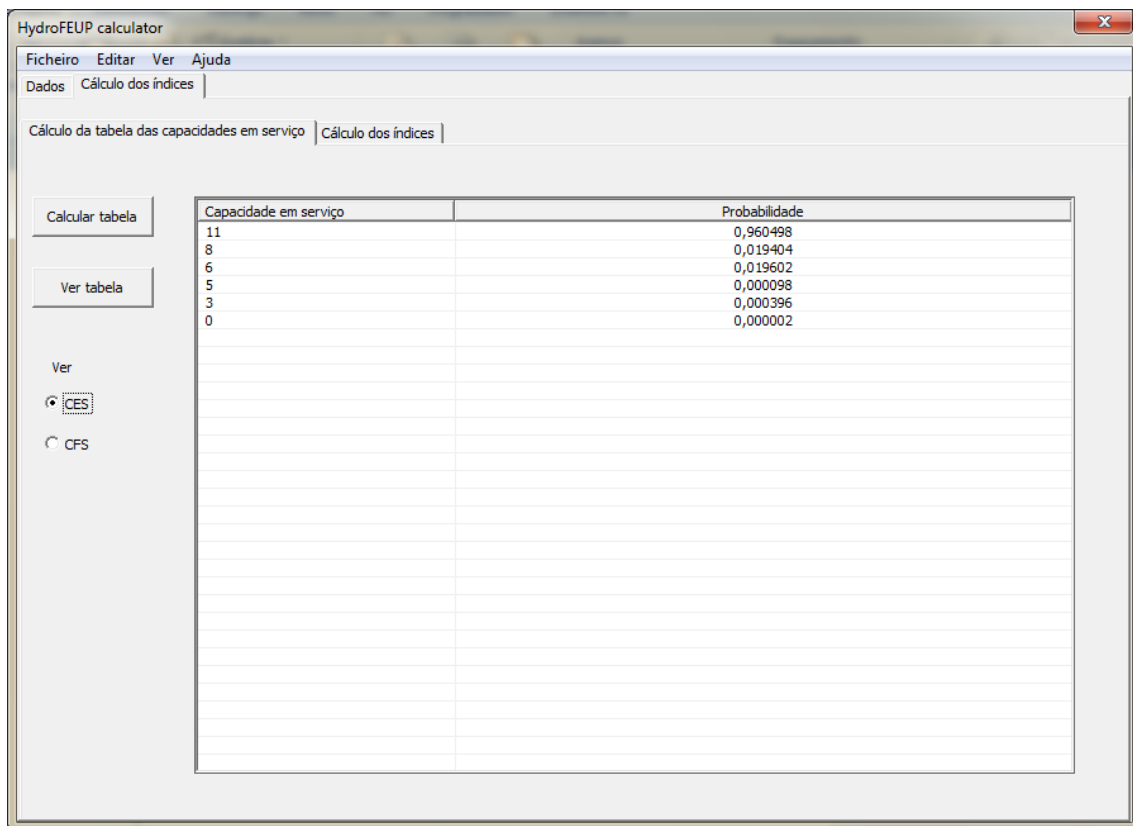


Figura 4.12 - Cálculo da tabela das CES

Uma vez obtida a tabela das CES ou CFS torna-se possível construir o modelo de risco. O modelo de risco é obtido através da convolução do modelo de produção com o modelo de carga, e permite obter índices de fiabilidade que indicam a probabilidade de perda de carga (LOLP) ou o número de horas ou dias que o sistema não consegue alimentar as cargas (LOLE). A Figura 4.14 mostra o separador que permite o cálculo dos índices do sistema. Se a tabela de CES ou CFS não tiver sido criada surge uma mensagem de aviso que alerta o utilizador para a necessidade de criar a tabela (Figura 4.13).

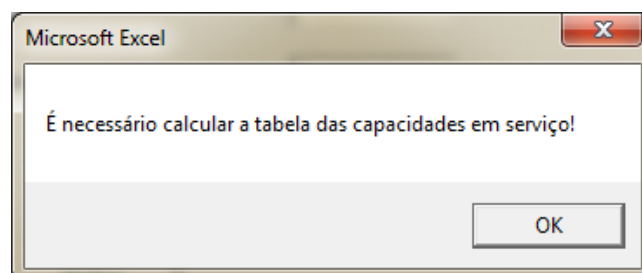


Figura 4.13 - Mensagem de aviso

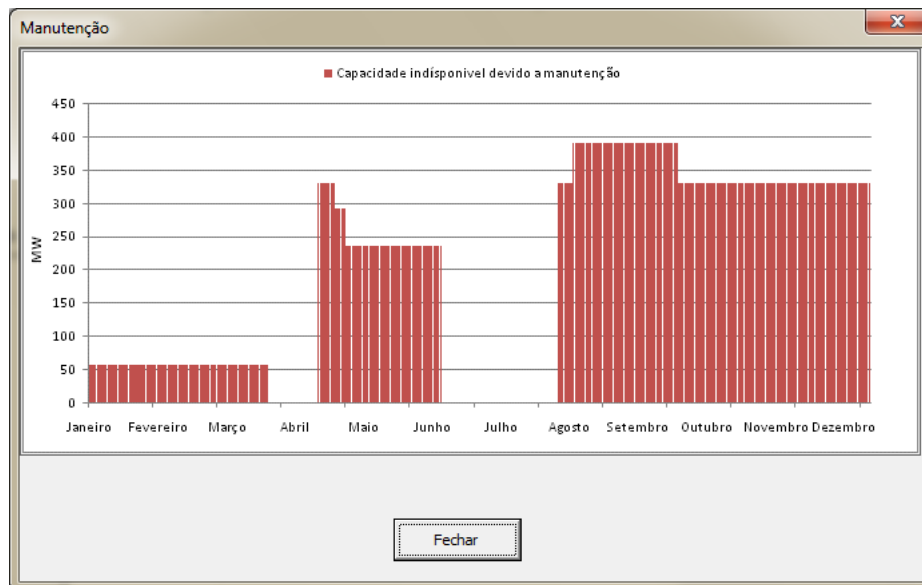


Figura 4.15 - Janela com os dados da capacidade em manutenção ao longo do período de estudo

4.4 - Conclusão

Perante a análise de um sistema hidrotérmico, o tratamento dado às centrais hídricas e às centrais térmicas é distinto. A saída de serviço de centrais hidroeléctricas devido a avarias dos seus componentes é pouco comum, e o seu valor de indisponibilidade devido a avarias é normalmente baixo, pelo que se pode considerar desprezável. No entanto, a energia fornecida por estas centrais é limitada pela disponibilidade do recurso, pela disponibilidade armazenada de água nas albufeiras ou pelo caudal dos rios. Por outro lado, a única limitação à energia disponibilizada pelas centrais térmicas está normalmente associada à sua capacidade instalada. Assim, estas centrais são representadas por um modelo de dois estados, e a sua indisponibilidade devido a avaria é dada pela F.O.R. .

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia que permite estudar a influência das centrais hidroeléctricas na fiabilidade do sistema produtor considerando a o programa de manutenções das centrais térmicas.

Capítulo 5

Casos de estudo

Neste capítulo pretende-se analisar a influência das centrais hidroeléctricas na fiabilidade de um sistema produtor. Serão analisados dois casos com recurso à aplicação desenvolvida. O primeiro caso tem como base o sistema eléctrico português, um sistema com elevada penetração de energia hidráulica. O segundo caso de estudo é baseado no sistema de teste do IEEE (IEEE-RTS) utilizado para realizar estudos de fiabilidade do sistema produtor ou do sistema composto.

5.1 - Caso 1

O sistema electroprodutor português é caracterizado ao nível da potência instalada por um predomínio de centrais térmicas que em 2009 representavam cerca de 40% da capacidade total instalada. As centrais hidroeléctricas apresentavam, no fim desse ano, uma capacidade instalada de 4578 MW representando cerca de 27% da capacidade instalada e a restante parcela cabe à PRE (mini-hídricas, eólica, cogeração).

O presente caso pretende avaliar a fiabilidade do sistema hidrotérmico português para o ano de 2009. Nesse ano o sistema hidrotérmico apresentava uma capacidade total instalada de 11268 MW.

A maior ponta diária de carga ocorreu no dia 9 de Janeiro de 2009 e foi de 7712 MW, e a menor ocorreu a 7 de Novembro com um valor de 2597 MW. Os valores da ponta diária considerados são líquidos de PRE e importação. Para o dia de maior ponta o sistema hidrotérmico apresentava uma reserva estática de 3556 MW, correspondendo a 31,6% da capacidade instalada. No entanto esse valor por si só não garante uma reserva segura do sistema, pois há que considerar que as unidades do sistema estão sujeitas a avarias, e a potência disponível do parque hidrotérmico depende das condições hidrológicas.

Todos os dados utilizados foram fornecidos pela EDP Produção S.A. e para o estudo realizado apenas foi considerado o sistema hidrotérmico português pelo que a produção em regime especial (PRE) não é aqui considerada.

O sistema térmico considerado para este estudo está representado na Tabela 5.1. É constituído por 23 grupos produtores e possui uma capacidade instalada de 5699,8 MW.

Id. Central	Pot. Liq. Unitária (MW)	Nº Grupos	F.O.R.
LARES	420,00	2	0,011
Pego	292,00	2	0,02
CRJ	392,00	1	0,011
Sines	295,00	4	0,02
Turbo Gás	330,00	3	0,011
Setúbal	236,60	4	0,02
Carregado 1 2 3 4	118,50	2	0,02
Carregado 5 6	118,70	2	0,02
Barreiro	56,00	1	0,02

Tabela 5.1 - Dados do parque térmico

O programa de manutenções para o ano de 2009 está detalhado na Tabela 5.2

Grupo	Potência disponível	Início	Fim
Pego02	0	18/04/09	17/05/09
Turbo Gás 03	0	18/04/09	25/04/09
Setúbal 01	0	01/05/09	14/06/09
Turbo Gás 01	0	08/08/09	14/08/09
Turbo Gás 02	0	03/10/09	31/12/09

Tabela 5.2 - Programa de manutenções

O diagrama de cargas para o ano de 2009 está representado na Figura 5.1. Verifica-se que é no início e no final do ano que a solicitação ao sistema hidrotérmico é maior.

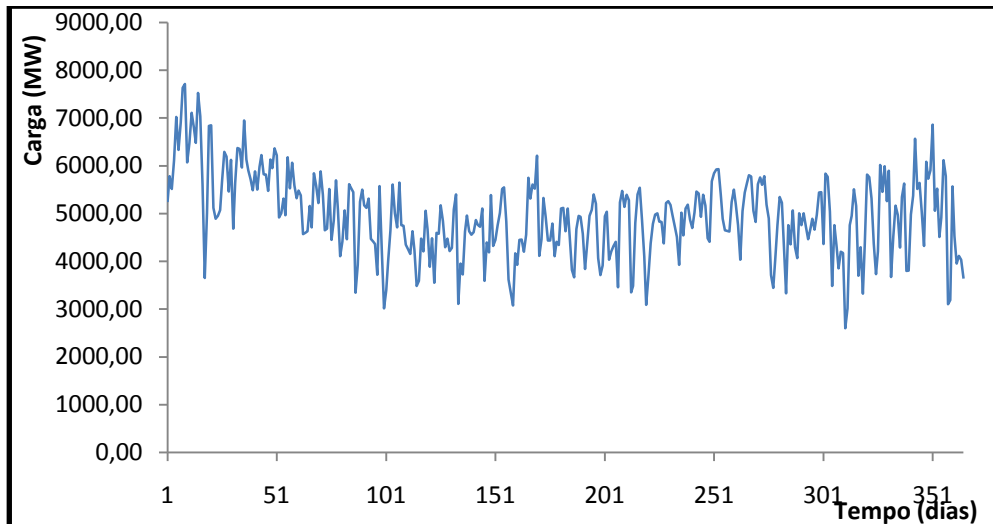


Figura 5.1 - Diagrama de cargas

5.1.1 - Sistema hidrotérmico sem limites de energia hídrica

Numa primeira fase do estudo não foram considerados os limites de energia das centrais hidroeléctricas. Isto conduz a que se admita que toda a potência hidráulica instalada possa ser utilizada sem qualquer restrição. Este é um pressuposto irrealista mas que será aqui considerado numa primeira instância. O programa de manutenção das centrais térmicas também não foi considerado num primeiro estudo.

Numa fase inicial calculou-se a tabela das CES. A tabela das CES para este sistema térmico é constituída por 33750 estados possíveis. Este número é explicado pelos valores que as potências dos grupos produtores assumem. Se, por exemplo, os 23 grupos apresentassem todos a mesma capacidade, o sistema produtor teria apenas 24 estados possíveis.

O LOLE obtido para esta situação foi de 1.2739×10^{-11} dias/ano. Este valor mostra que o sistema hidrotérmico estudado nestas condições seria bastante robusto, o que se depreende pelo valor da reserva estática existente.

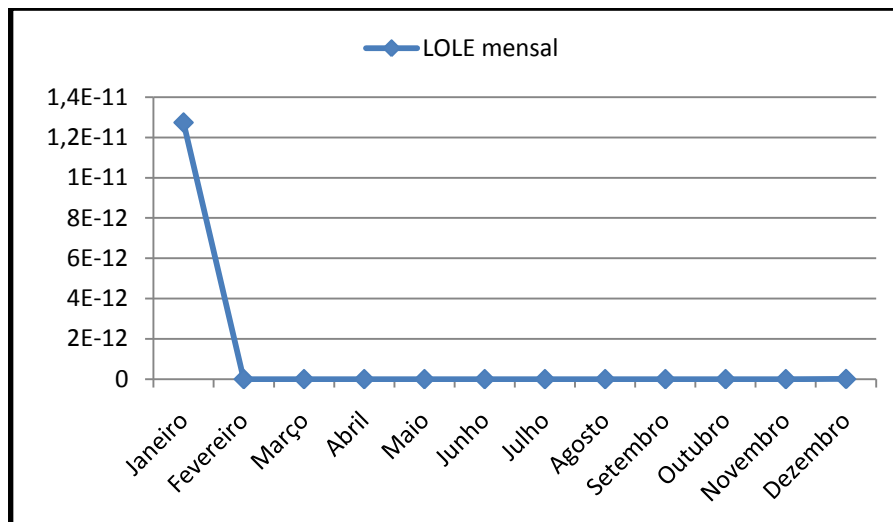


Figura 5.2 - Distribuição mensal do LOLE

Para considerar o programa de manutenções em estudos de fiabilidade deverá subtrair-se à capacidade total instalada a potência que se encontra em manutenção. No entanto, este processo implica que sempre que a capacidade instalada seja alterada devido a unidades que entraram em trabalhos de manutenção haja a necessidade de calcular uma nova tabela de CES. Para ultrapassar este problema que aumentaria o esforço computacional exigido, opta-se por adicionar a potência em manutenção ao diagrama de cargas. Assim, durante o período da manutenção programada, a potência dessa unidade é acrescentada no diagrama de cargas e vista como um aumento de carga.

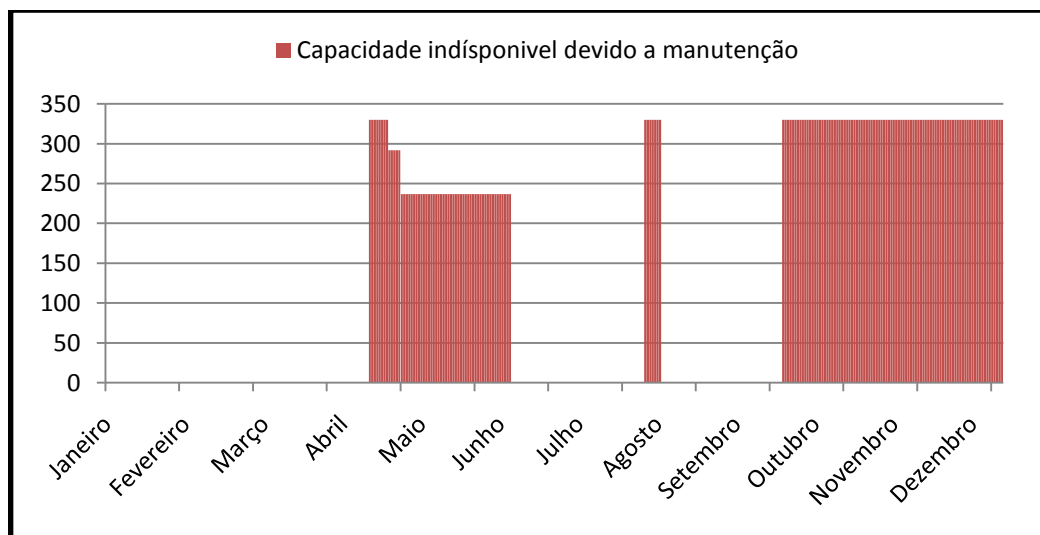


Figura 5.3 - Capacidade indisponível devido a manutenção

Utilizando o programa de manutenções indicado na Tabela 5.2 o valor obtido para o LOLE foi de 1.27458×10^{-11} dias/ano. Face ao obtido sem considerar a manutenção, este valor não é significativo, apesar de ser ligeiramente superior. Isto explica-se porque a capacidade máxima em manutenção é de 330 MW como é visível pela Figura 5.3, o que, face à capacidade disponível neste caso de estudo, corresponde apenas a 5,8% da capacidade térmica instalada. Assim, com este esquema de manutenção, o risco de perda de carga aumenta, mas o seu valor pode ser considerado marginal.

5.1.2 - Sistema hidrotérmico com limites de energia hídrica

As centrais hidroeléctricas não possuem uma capacidade infinita de armazenamento de energia, e como tal estão limitadas à disponibilidade do recurso água nas suas albufeiras. No caso das centrais de fio de água, a sua disponibilidade depende do caudal dos rios. A inclusão de limites de energia em estudos de fiabilidade fornece assim um modelo mais próximo da realidade.

Para este estudo foi utilizado o valor de energia hidráulica produzida durante a hora da ponta de cada dia do ano de 2009. Consideram-se então 365 regimes hídricos, um por cada ponta diária. A capacidade disponível em cada período está representada na Figura 5.4. Pretende-se com isto representar a variabilidade do recurso hídrico e da capacidade hídrica disponível ao longo do ano.

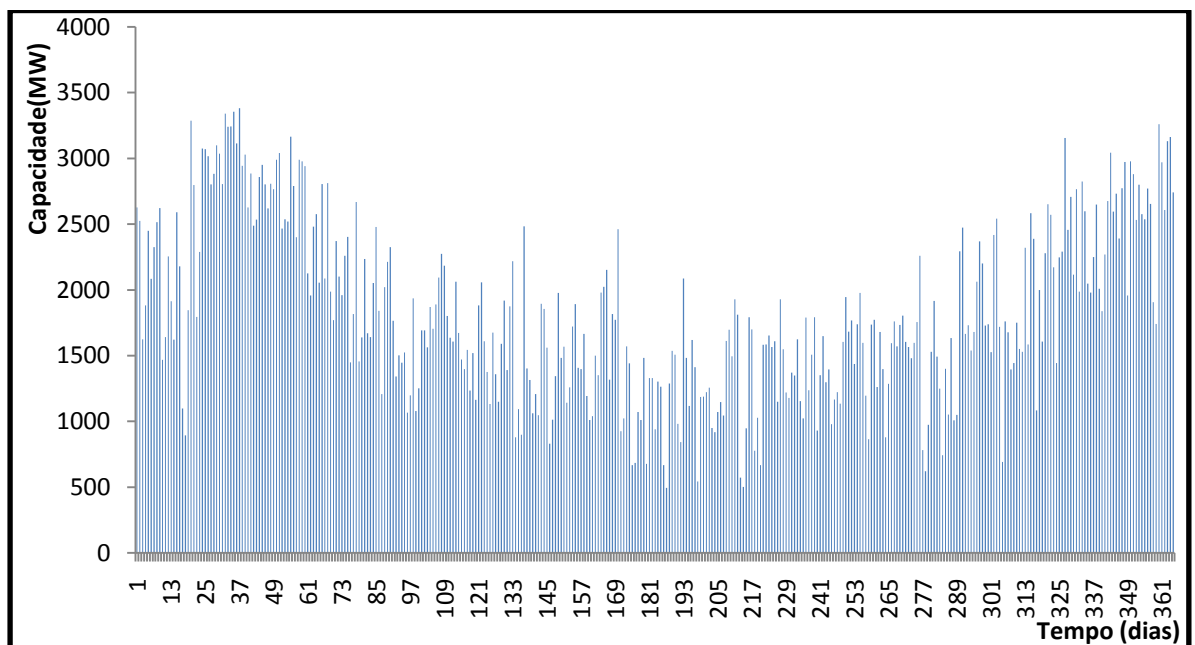


Figura 5.4 - Capacidade hídrica disponível em cada período

A consideração de limites de energia limita a capacidade hidráulica disponível, diminuindo assim a reserva do sistema e aumentando conseqüentemente o risco do sistema não alimentar as pontas.

O valor do LOLE obtido para esta situação é de 0,044716 *dias/ano*. Isto significa que, em cada dez anos, o sistema produtor não vai conseguira satisfazer a procura durante 0,45 dias. Quando comparado com o anterior (sistema hidroeléctrico sem limitações de energia) este valor do risco de perda de carga é consideravelmente maior.

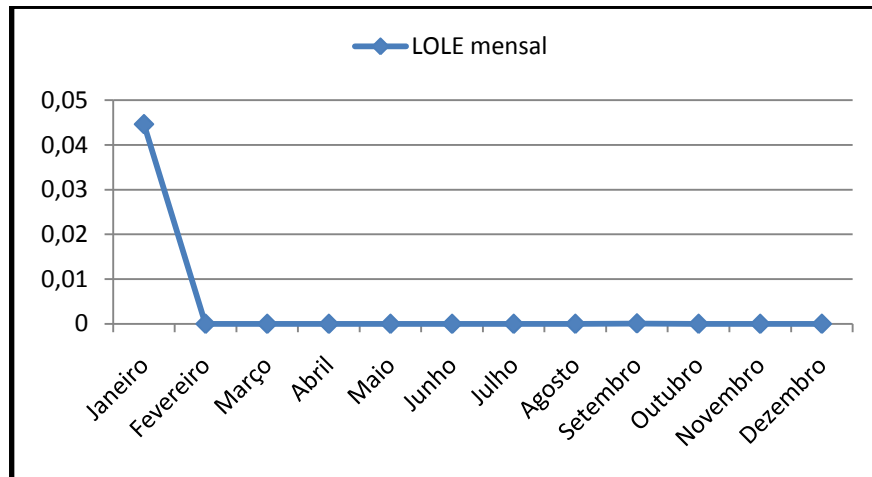


Figura 5.5 - Distribuição mensal do LOLE

A Figura 5.5 apresenta o gráfico da variação do LOLE ao longo dos 12 meses do ano. Verifica-se que o maior risco ocorre durante o mês de Janeiro. Isto acontece porque é durante este mês que ocorrem as pontas de carga mais elevadas, o que faz com que a reserva existente seja menor como é visível da análise da Figura 5.6. Estes valores de reserva foram calculados através da diferença entre a capacidade disponível em cada dia e a ponta de carga diária.

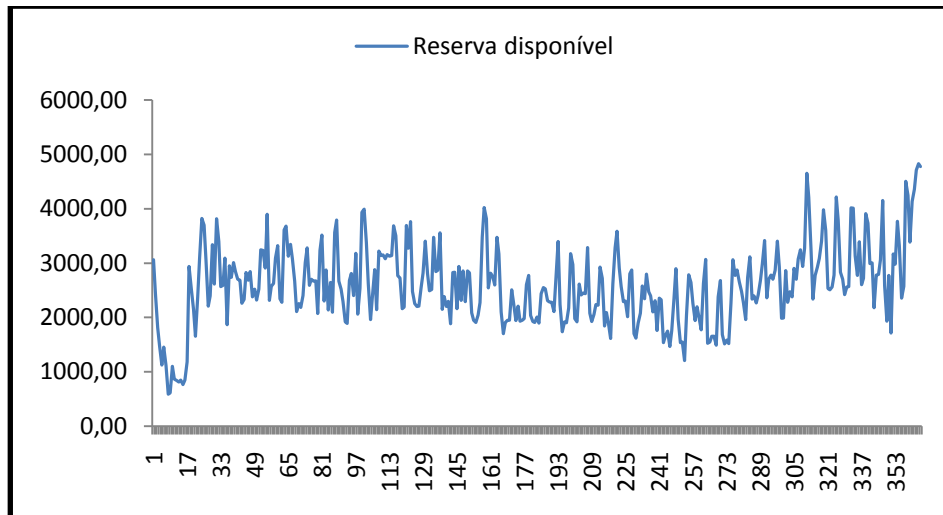


Figura 5.6 - Reserva disponível

Desta forma, o carácter dinâmico das reservas das centrais e o caudal dos rios influenciam a potência disponível, o que tem um impacto importante na fiabilidade do sistema produtor.

5.1.3 - Sistema hidrotérmico com limites de energia e manutenção

A manutenção programada dos grupos produtores fará com que, nos períodos de tempo em que as unidades se encontram em manutenção, a capacidade disponível do sistema seja alterada. Como foi referido, a potência dos grupos em manutenção é incluída no diagrama de carga, o que permite utilizar a mesma tabela de CES durante todo o estudo. O programa de manutenções utilizado é o que está representado na Tabela 5.2 e na Figura 5.3.

Para este caso o LOLE obtido foi de $0,044733$ dias/ano. Mais uma vez se verifica que neste caso a variação face ao cenário sem manutenção é muito pequena, o que leva a concluir que a influência deste programa de manutenção nos índices de risco não é particularmente elevada. Isto acontece porque dos 23 grupos produtores, apenas 5 são sujeitos a manutenção. De acordo com a Figura 5.3, ao longo do ano o valor máximo de potência indisponível devido a manutenção é de 330 MW, o que representa 5,8% da capacidade térmica instalada.

5.1.4 - Comparação de resultados

Da análise da Tabela 5.3 conclui-se que em ambas as situações a calendarização da manutenção programada definida para o ano de 2009 tem grande influência no risco do sistema. Isto acontece devido ao baixo número de unidades em manutenção durante este ano. Por outro lado, a disponibilidade de energia hídrica possui um maior impacto na fiabilidade do sistema produtor. No entanto, verifica-se que no ano de 2009 o sistema

produtor apresenta um valor de LOLP baixo. A indisponibilidade do sistema não chega sequer a 1 dia em cada dez anos, o que diz muito da sua robustez.

Cenário	LOLP	LOLE (dias/ano)
Sem limites de energia	3,490151E-14	1,273905E-11
Sem limites de energia e c/ manutenção	3,491998E-14	1,274579E-11
Com limites de energia	0,00012251	0,044716
Com limites de energia e c/ manutenção	0,00012256	0,044733

Tabela 5.3 - Comparação de resultados

Apesar da robustez demonstrada pelo sistema, no ano de 2009 o índice de produtividade hidroelétrica (IPH) na maioria dos meses foi baixa (Figura 5.7), o que revela que o ano de 2009 foi um ano seco, com excepção do mês de Dezembro. Segundo [23] a produtividade hidroelétrica ficou 23% abaixo dos valores normais. O IPH é um índice que permite quantificar o desvio da energia hídrica produzida num determinado período face à energia hídrica produzida em período homólogo mas num regime hidrológico médio. O regime hidrológico médio corresponde a um valor unitário do índice IPH e é definido com base em dados históricos.

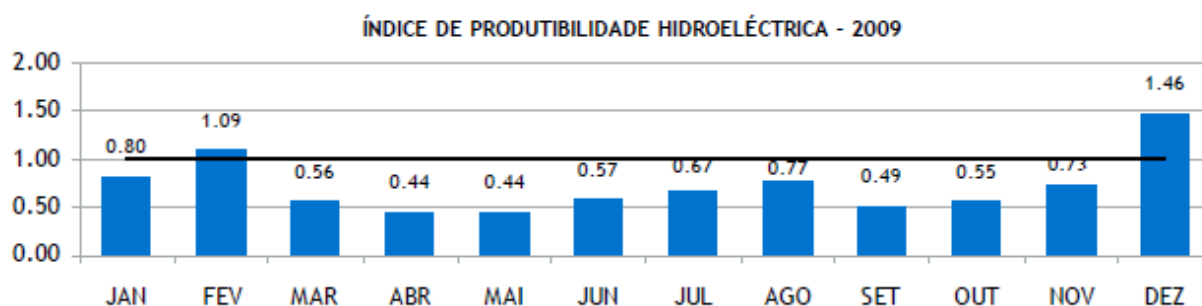


Figura 5.7 - Índice de produtividade hidroelétrica para o ano de 2009 [22]

Assim, apesar da variabilidade climática a que Portugal está sujeito, conclui-se que para um ano seco o sistema produtor hidrotérmico apresenta índices de fiabilidade consideráveis.

5.2 - Caso 2

O IEEE-RTS [15] é um sistema de teste do IEEE utilizado em estudos de fiabilidade do sistema produtor. Foi desenvolvido com o intuito de satisfazer a necessidade de um modelo base standardizado que permita comparar resultados entre os vários métodos desenvolvido para a análise da fiabilidade do sistema produtor. Este sistema também possui informação relativa ao sistema de transmissão, mas para o estudo agora realizado apenas são necessários os dados do sistema produtor e da carga do sistema. O IEEE-RTS é composto por 32 unidades produtoras, 6 das quais são unidades hídricas com uma capacidade individual de 50 MW e que no total representam 9% da potência instalada. A capacidade total instalada é de 3405 MW e a ponta máxima de carga é de 2850 MW. Os restantes dados necessários ao estudo encontram-se no Anexo A.

5.2.1 - Cenário base

No cenário base considera-se que as centrais hidroeléctricas do IEEE-RTS são caracterizadas por uma indisponibilidade F.O.R descrita na Tabela 5.4 e assume-se que estas não possuem limites de energia. A manutenção das unidades produtoras não é considerada neste cenário. O diagrama de cargas é constituído por 364 pontas diárias.

	Número de unidades	Potência (MW)	F.O.R
Central hidroeléctrica	6	50	0.01

Tabela 5.4 - Dados das centrais hidroeléctricas do IEEE-RTS

De acordo com a referência [21] e nas condições descritas acima, o LOLE do sistema é de 1.36886 *dias/ano*. Isto significa que para o sistema IEEE-RTS durante 1.37 dias/ano não existe capacidade suficiente para alimentar as pontas diárias de carga ou, então, em cada 10 anos durante 13.7 dias as pontas de carga não serão alimentadas.

A utilização da aplicação desenvolvida no âmbito da dissertação considerando o sistema IEEE-RTS permite obter o mesmo resultado para o LOLE que o obtido na referência [21], 1,368862906 horas/ano o que permite confirmar a validade dos resultados obtidos pela aplicação.

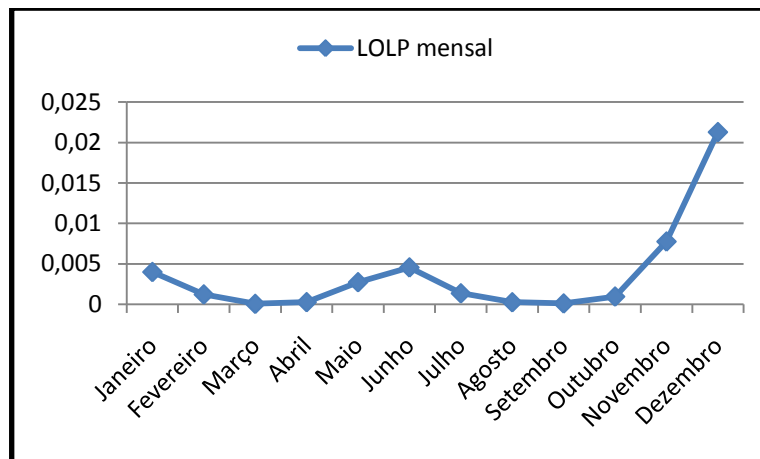


Figura 5.8 - LOLP mensal do cenário base do IEEE-RTS

A Figura 5.8 representa a distribuição mensal do LOLP, ou seja, da probabilidade de em cada mês as pontas de carga não serem alimentadas devido à indisponibilidade de componentes do sistema. Verifica-se que nos últimos meses do ano o valor do LOLP atinge valores superiores aos obtidos para os restantes meses. De acordo com a Figura 5.9, verifica-se também que é nos meses de Novembro e Dezembro que as pontas de carga são maiores, o que explica o valor do LOLP obtido para esses dois meses. A maior ponta do ano acontece a 18 de Dezembro e as 20 maiores pontas de carga do ano ocorrem nos meses de Novembro e Dezembro.

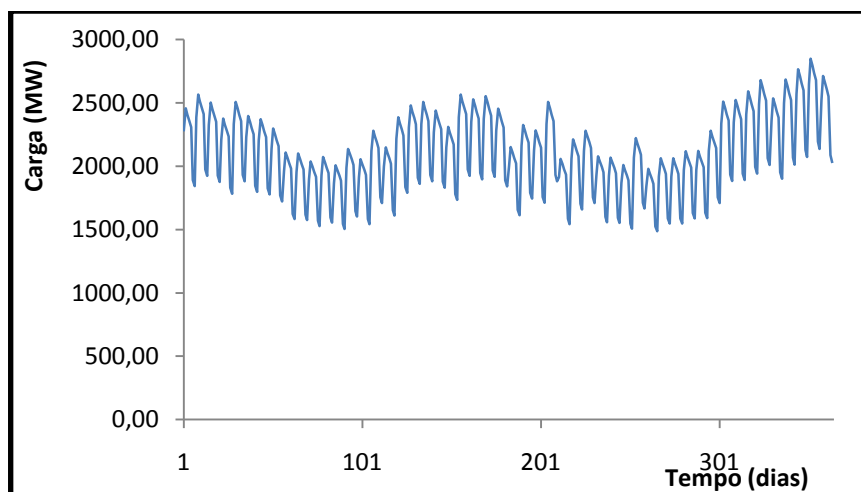


Figura 5.9 - Diagrama de cargas do IEEE-RTS

A Figura 5.10 apresenta a variação do LOLE ao longo dos 12 meses do estudo. Este índice de risco está relacionado com o LOLP e indica o número de dias por mês em que o sistema não consegue satisfazer as pontas diárias.

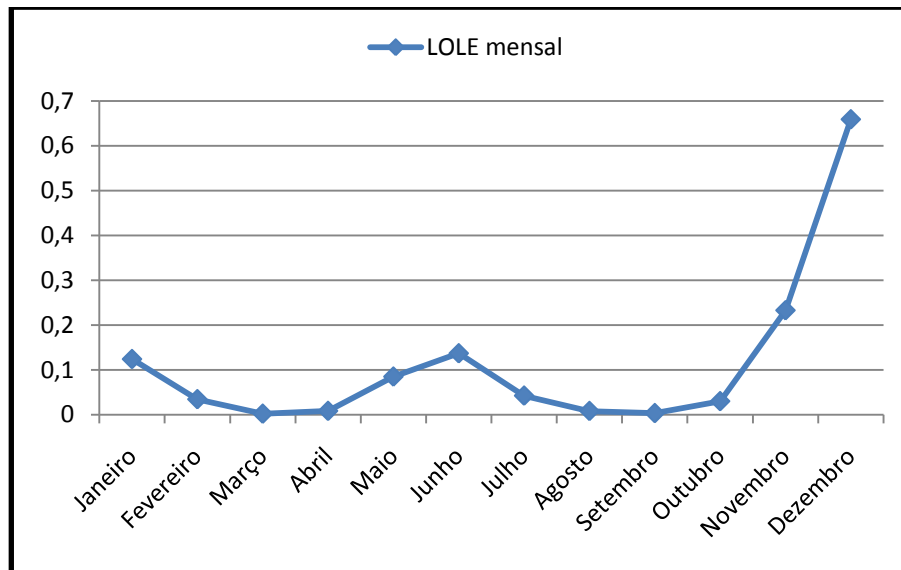


Figura 5.10 - Distribuição mensal do LOLE

Verifica-se que este índice acompanha a variação do diagrama de cargas. Nos períodos em que a ponta diária de carga é maior, o risco de esta não ser alimentada também aumenta.

5.2.2 - Cenário base com manutenção

A retirada programada de serviço de unidades produtoras para a execução de trabalhos de manutenção tem como objectivo diminuir a probabilidade de ocorrerem saídas forçadas devido a avarias. No entanto, isto implica que a capacidade disponível no sistema diminui durante o período em que os trabalhos de manutenção decorrem.

A manutenção programada das unidades produtoras influencia assim a fiabilidade do sistema, pois a capacidade disponível para fazer face a avarias forçadas ou aumentos de carga é menor reflectindo-se num aumento do risco de não ser possível alimentar a carga. O programa de manutenções utilizado encontra-se especificado na referência [21] e está representado no Anexo A. A distribuição das acções de manutenção ao longo do ano está representada na Figura 5.11.

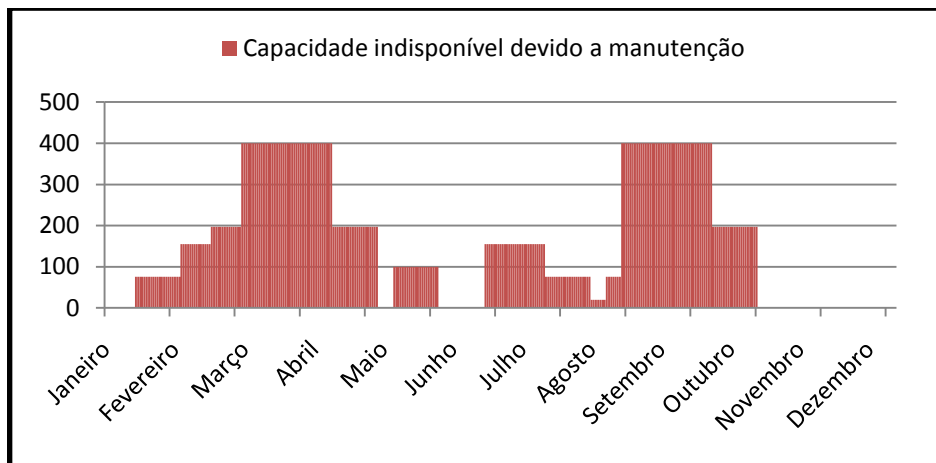


Figura 5.11 - Capacidade indisponível devido a manutenção

A realização de acções de manutenção programada das centrais produtoras implica que, durante alguns períodos, a capacidade instalada disponível será menor. Consequentemente, o risco de perda de carga aumentará. O risco de perda de carga aumentou para mais do dobro face ao risco do cenário base assumindo o valor de 3,098 dias/ano. Nesta situação, a manutenção tem um impacto enorme na fiabilidade do sistema. Neste caso, todas as unidades produtoras são sujeitas a trabalhos de manutenção e durante o período em que existe mais potência indisponível por manutenção, essa capacidade corresponde a quase 12% da capacidade instalada.

A manutenção foi incluída no diagrama de cargas, ou seja, é vista pelo sistema como um aumento de carga. Com este método evita-se o cálculo de várias tabelas de CES o que aumentaria o esforço computacional necessário para realizar o cálculo.

O maior valor de capacidade indisponível devido à manutenção programada ocorre entre Março e Abril e entre Setembro e Outubro. Nestes períodos, como é visível na Figura 5.12 o risco de perda de carga aumentou, isto porque existe menos reserva disponível no sistema aumentando, desta forma, o risco das cargas não serem alimentadas.

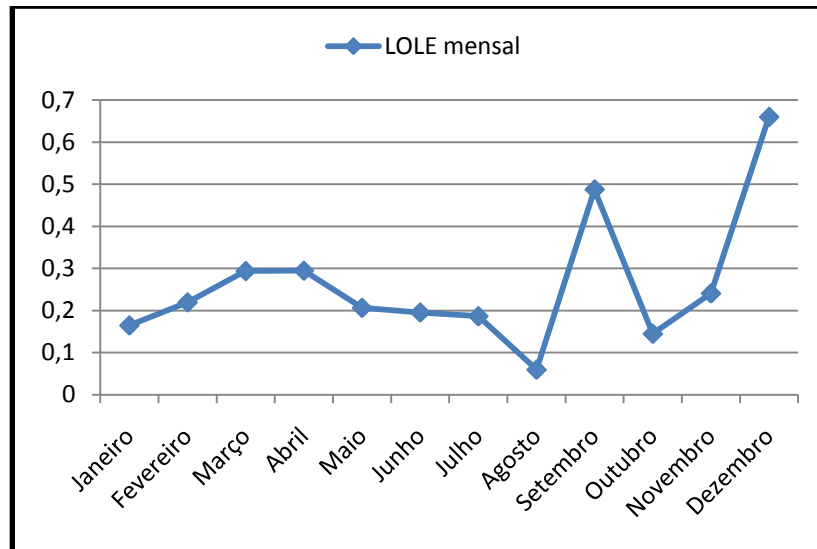


Figura 5.12 - Distribuição mensal do LOLE

É de salientar que em comparação com o caso base, o mês de Dezembro mantém o mesmo valor do LOLE. Isto acontece porque durante este mês não existe qualquer unidade em manutenção, o que seria de esperar pois este mês no cenário base apresenta o maior risco de perda de carga e a colocação de unidades em manutenção durante esse período revelar-se-ia imprudente, pois o risco assumiria valores bastante mais elevados. Verifica-se que os aumentos mais significativos no valor do LOLE ocorrem nos períodos em que existe maior potência em manutenção, e esta, se tivermos em conta a Figura 5.10 que representa a variação do LOLE, foi realizada nos períodos em que a carga era menor, ou seja, nos períodos em que a reserva existente é maior de forma a minimizar o impacto no sistema da saída de serviço dos grupos. No entanto, é de salientar que a diminuição do impacto da manutenção no risco do sistema não está directamente relacionada apenas com a reserva existente. Com efeito, não é equivalente remover uma capacidade para manutenção com um F.O.R. baixo ou uma outra com a mesma capacidade mas com um F.O.R superior.

5.2.3 - Centrais hídricas com limitação de energia sem manutenção

As centrais hídricas possuem limitações de energia que impedem que toda a potência instalada seja colocada em serviço. Em estudos de fiabilidade de sistemas hidroeléctricos, deve ser considerada a variabilidade do recurso água, uma vez que afecta a potência disponível para colocar em funcionamento.

Nesta simulação foi desprezada a probabilidade das centrais hidroeléctricas se encontrarem indisponíveis (F.O.R.) devido a avarias nos seus componentes, sendo que a indisponibilidade considerada é devida às limitações de energia. Assim, é necessário calcular a tabela das CES considerando apenas o parque térmico. Consideram-se quatro regimes

hídricos nos quais a capacidade hidráulica utilizada reflecte a energia disponível. Os diferentes regimes hídricos são descritos na Tabela 5.5.

Período	Capacidade disponível (MW)
Janeiro, Fevereiro, Março	40
Abril, Maio, Junho	34
Julho, Agosto, Setembro	20
Outubro, Novembro, Dezembro	35

Tabela 5.5 - Capacidade hidráulica disponível em cada regime hídrico

Para esta situação o valor do LOLE obtido foi de 2,51 dias/ano. Este valor é um pouco menos do dobro do obtido para o cenário base. Apesar do F.O.R das centrais hidroeléctricas ter sido desprezado, a utilização dos limites de energia das centrais levou a que o valor do risco aumentasse. A existência de restrições de energia limita a potência que o sistema hidroeléctrico é capaz de fornecer. Assim, a capacidade total do sistema produtor é menor quando comparada com o cenário base, o que implica que haja um aumento do risco de acordo com o valor obtido para o LOLE.

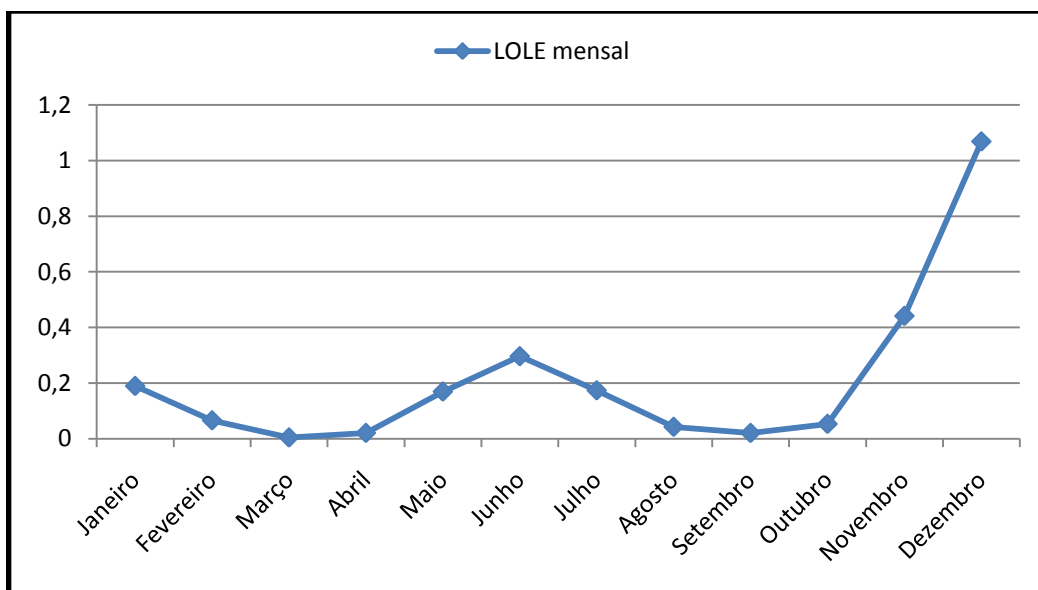


Figura 5.13 - Distribuição mensal do LOLE

5.2.4 - Centrais hídricas com limitação de energia e com manutenção

A inclusão da manutenção, como será de prever, aumentará o risco do sistema não alimentar as cargas, pois a capacidade disponível será menor. O esquema de manutenções é o representado no Anexo A e foi já utilizada na simulação descrita na secção 5.2.2 - .

O valor obtido para o LOLE, foi de 5,92 dias/ano. Tal como previsto, a manutenção aumenta o risco do sistema não alimentar a carga. Para este cenário, em cada 10 anos, as pontas diárias de consumo não serão alimentadas durante 59,2 dias, o que corresponde quase a dois meses.

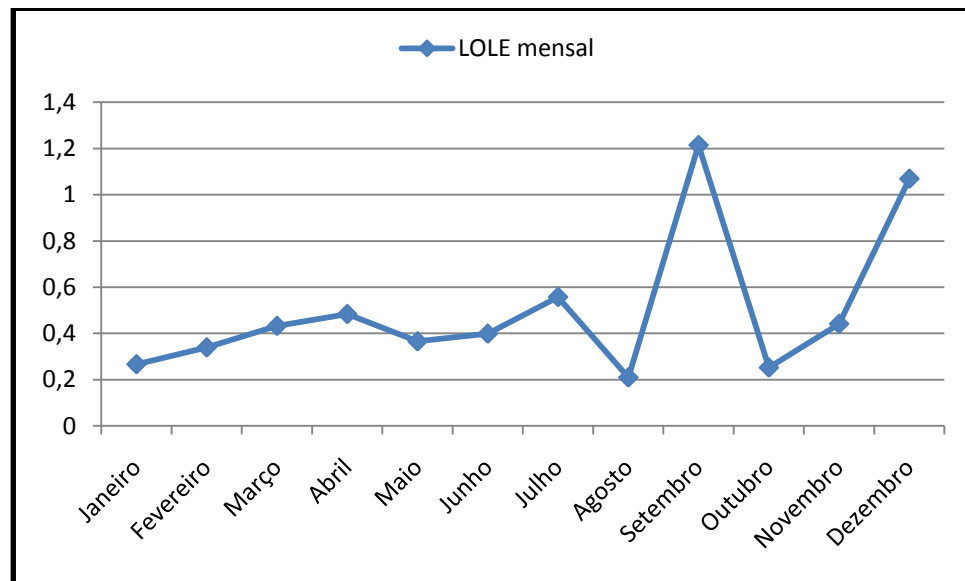


Figura 5.14 - Distribuição mensal do LOLE

Tal como no caso anterior os aumentos mais significativos no valor do LOLE ocorrem nos períodos em que existe maior potência em manutenção como é visível através da Figura 5.14.

5.2.5 - Comparação de resultados

Apesar de neste sistema a percentagem de potência instalada em centrais hídricas em relação à potência total instalada não ser muito elevada, pôde-se verificar que a variação da energia e capacidade tem uma influência forte na fiabilidade do sistema. Em sistemas com grande percentagem de unidades hídricas, devido ao carácter dinâmico e instabilidade do recurso energético, os valores do LOLP e do LOLE podem assumir valores consideráveis.

O programa de manutenções assume grande importância nesta situação, pois tem um maior impacto nos índices de risco que no caso anterior. Neste caso, todas as unidades são sujeitas a manutenção e o valor máximo de potência em manutenção corresponde a 12% da capacidade instalada.

Cenário	LOLP	LOLE (dias/ano)
Cenário base	0,003760612	1,368862906
Cenário base c/ manutenção	0,008511792	3,098292188
Com limites de energia	0,006900672	2,511844617
Com limites de energia e c/ manutenção	0,016274434	5,923893958

Tabela 5.6 - Comparação de resultados

Assim, a definição de um programa de manutenção adequado contribui para assegurar ao sistema produtor um menor risco de perda de carga. Este aspecto assume particular importância quando existem muitas unidades em manutenção ao longo do ano.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta dissertação foram apresentados e discutidos alguns conceitos básicos de fiabilidade aplicados a sistemas eléctricos de energia. A metodologia aqui desenvolvida permite avaliar a adequação de sistemas produtores em que a componente hidráulica é considerável.

Uma das principais conclusões retiradas após a realização deste trabalho é a de que em estudos de fiabilidade de sistemas hidrotérmicos, para além das indisponibilidades das centrais térmicas, é importante modelizar e incluir a energia hídrica disponível, uma vez que esta depende das reservas de água existentes e dos fluxos de água nos rios, afectando a capacidade que as centrais hidroeléctricas conseguem disponibilizar.

Neste contexto, foi criada uma aplicação em VBA que permite calcular os índices de fiabilidade de um sistema hidrotérmico e que auxilia a análise desse tipo de sistemas. Esta aplicação permite obter valores mensuráveis do risco, através do LOLP e do LOLE.

Os índices de risco são calculados através da convolução da tabela de capacidades fora de serviço, construída pela aplicação, com o diagrama de cargas cronológico das pontas diárias.

Esta ferramenta permite auxiliar o planeamento do parque produtor face a aumentos previstos da carga do sistema. Permite também analisar a influência da manutenção programada na fiabilidade do sistema. Assim, a aplicação desenvolvida poderá ajudar à definição da calendarização do programa de manutenções, de modo a manter o risco em valores aceitáveis.

Foram utilizados dois exemplos com o objectivo de analisar a sua fiabilidade recorrendo à aplicação desenvolvida. O primeiro exemplo é baseado no sistema hidrotérmico português, tendo sido realizada uma análise crítica a este sistema e calculados os seus índices de risco. O segundo exemplo foi baseado na rede teste RTS do IEEE, utilizada em estudos de fiabilidade do sistema produtor.

A análise de fiabilidade em estudos de planeamento requer estudos adequados de previsão. Os resultados obtidos nesta dissertação assentam no pressuposto de que o diagrama de cargas do sistema e a energia e capacidade hídrica disponível são conhecidos.

A variabilidade da energia hídrica disponível reflecte-se directamente nos índices de fiabilidade do sistema. Para sistemas com grande penetração de energia hidroeléctrica, os índices de risco assumem valores elevados como é o caso do Brasil, onde é aceitável ter valores para o LOLE da ordem de 60h/ano. O valor aceitável do LOLE varia de acordo com as características dos sistemas eléctricos de cada país. A título de exemplo, o valor máximo do LOLE aceitável na Holanda é de 24 h/ano, na Bélgica é de 16 h/ano, na Inglaterra e Irlanda é de 8 h/ano e nos Estados Unidos é de 2,4 h/ano.

A finalizar, espera-se que esta aplicação corresponda ao pretendido pela EDP Produção e que possa constituir uma ferramenta auxiliar para a gestão e o planeamento da operação do parque hidrotérmico nacional.

Referências

- [1] - Billinton, R., Allan, R. N. , 1996, Reliability evaluation of power system. Vol. 2nd ed. New York: Plenum Press.
- [2] - Billinton, R., Allan, R. N. , 1984. Power-system reliability in perspective. *Electronics and Power* 30 (3):231-236.
- [3] - Barbosa, M. , 2005, "Fiabilidade produção e transporte", Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, FEUP
- [4] - Saraiva, J. T. 1996, Reliability evaluation of generation/transmission power systems including fuzzy data, in the Proceedings of ISCAS '96., '1996 IEEE International Symposium on circuits and systems , Kobe, Japan, 12-15 Maio 1996.
- [5] - Billinton, R. , Allan, R. N. , 1992. Reliability evaluation of engineering systems concepts and techniques. Vol. 2nd ed. New York: Plenum.
- [6] - Miranda, V., Fiabilidade em sistemas de potência - uma introdução, 2006, versão 2.0
- [7] - Li, W. , 2005, Risk assessment of power systems models, methods, and applications, IEEE Press Series on Power Engineering. New York, IEEE Press.
- [8] - Applied reliability assessment in electric power systems, 1991, IEEE Press selected reprint series. New York, IEEE.
- [9] - Endrenyi, J , 1978, Reliability Modeling in Electric Power Systems. Chichester, John Wiley & Sons.
- [10] - Warren, C. A, 1995, Distribution reliability-what is it? At the 39th Annual Rural Electric Power Conference, 30 Abril a 2 Maio 1995.
- [11] - González, C., Juan, J. , 1999, Reliability evaluation for hydrothermal generating systems:: Application to the Spanish case, *Reliability Engineering & System Safety* vol 64 , no1, pp. 89-97.
- [12] - Juan, J., Ortega., I., 1997, Reliability analysis for hydrothermal generating systems including the effect of maintenance scheduling, *IEEE Transactions Power Systems*, vol 12, no 4, pp-1561-1568.
- [13] - Billinton, R., Harrington ,P. G, 1978, Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 97 , no 6, pp. 2076-2085.

- [14] - Dechamps, C., Z. A. Yamayee, Man- Loong, C., 1982. Analytical Treatment of Hydro Units with Random Energy in Stochastic Production Simulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 101, no 1, pp. 113-119.
- [15] - Subcommittee, P. M. 1979. IEEE Reliability Test System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 98, no 6, pp. 2047-2054.
- [16] - Billinton, R., Wenyan., L., 1994, Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Methods, New York, Plenum Press.
- [17] - Heredia, F. J., Nabona, N., 1995, Optimum short-term hydrothermal scheduling with spinning reserve through network flows, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no 3, pp. 1642-1651.
- [18] - http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheNoticias.asp?ID_conteudo=395&ID_area=7&ID_sub_area=21
- [19] - http://pt.wikipedia.org/wiki/Central_Solar_Fotovoltaica_de_Amareleja
- [20] - http://pt.wikipedia.org/wiki/Visual_Basic_for_Applications
- [21] - Allan, R. N., Billinton , R., Abdel-Gawad, N. M. K., 1986, The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 1, no 4, pp. 1-7.
- [22] - <http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Debate%20Energia%20eólica%20Apresentações/Eng%20Vitor%20Batista.pdf>
- [23] - Redes Energéticas Nacionais, “Dados Técnicos Electricidade – Valores Provisórios 2009”, 2009.

Anexo A

O IEEE-RTS é um sistema de teste do IEEE composto por 32 unidades produtoras, onde 6 das quais são unidades hídricas com uma capacidade individual de 50MW. A capacidade total instalada é de 3405MW e a ponta máxima de carga é de 2850MW.

A Tabela A.1 dá os valores em percentagem da ponta máxima semanal para o sistema IEEE-RTS. A ponta máxima anual ocorre na semana 51.

Semana	Ponta	Semana	Ponta
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

Tabela A.1 - Diagrama de cargas semanal em percentagem da ponta anual

A tabela A.1 indica o valor da ponta máxima diária em percentagem da ponta semanal. As percentagens das pontas diárias aplicam-se a todas as semanas do ano. Assim com a tabela A.1 e a tabela A.2 e com o valor da ponta máxima de carga anual obtêm-se as pontas diárias do ano $52 \times 7 = 364$ dias, considerando-se segunda-feira como o primeiro dia do ano.

Dia	Ponta de carga
Segunda-feira	93
Terça-feira	100
Quarta-feira	98
Quinta-feira	96
Sexta-feira	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabela A.2 - Ponta de carga diária em percentagem da ponta semanal

A tabela A.3 contém informação sobre as unidades produtoras do sistema.

Capacidade (MW)	Nº de unidades	F.O.R	MTTF (horas)	MTTR (horas)	Manutenção programada (semanas/ano)
12	5	0,02	2940	60	2
20	4	0,10	450	50	2
50	6	0,01	1980	20	2
76	4	0,02	1960	40	3
100	3	0,04	1200	50	3
155	4	0,04	960	40	4
197	3	0,05	950	50	4
350	1	0,08	1150	100	5
400	2	0,12	1100	150	6

Tabela A.3 - Centrais produtoras do sistema

O esquema de manutenção das unidades produtoras é dado pela tabela A.4.

Semanas	Unidades em manutenção (MW)			
1,2	Nenhuma			
3-5	76			
6,7	155			
8	197	155		
9	197	155	50	12
10	400	197	20	12
11	400	197	155	
12,13	400	155	20	20
14	400	155		
15	400	197	76	
16,17	197	76	50	
18	197			
19	Nenhuma			
20	100			
21,22	100	50		
23-25	Nenhuma			
26	155	12		
27	155	100	50	12
28	155	100	50	
29	155	100		
30	76			
31,32	350	76	50	
33	350	20	12	
34	350	76	20	12
35	400	350	76	
36	400	155	76	
37	400			
38,39	400	155	50	12
40	400			
41,42	197	100	50	12
43	197			
44-52	Nenhuma			

Tabela A.4 - Calendarização das acções de manutenção

