

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

Método analítico cronológico para avaliação da adequação de um sistema produtor

António Francisco Monteiro Dias Redondo

Versão Provisória

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

Orientador: Professor Doutor Manuel António Cerqueira Matos

Julho de 2008

Resumo

O fornecimento de energia eléctrica é actualmente fundamental nas sociedades industrializadas, esperando-se que seja efectuado da forma mais económica possível, garantido ao mesmo tempo elevados níveis de qualidade e fiabilidade. As centrais de produção de energia eléctrica, na forma dos seus grupos geradores, são um dos componentes de um sistema eléctrico fundamental para a fiabilidade e qualidade do serviço prestado aos consumidores. Torna-se, por isso, extremamente importante que exista, precavendo situações anormais de exploração, capacidade por parte do sistema electroprodutor para responder às necessidades de consumo da rede.

Para se determinar a adequação do sistema electroprodutor de um sistema eléctrico, vários foram os métodos utilizados ao longo dos tempos. Os métodos determinísticos, como por exemplo o método percentual em que se assumia que o valor da reserva necessária era uma percentagem da capacidade instalada ou da carga total do sistema, ou igual a um ou a alguns dos grupos de maior potência, têm vindo a ser abandonados em detrimento de métodos probabilísticos, tais como: os métodos probabilísticos e Simulação de Monte Carlo, que respondem e reflectem os factores que influenciam actualmente a fiabilidade dos sistemas eléctricos.

O aumento da dimensão e complexidade dos sistemas eléctricos leva a um crescimento do peso computacional dos métodos probabilísticos pelo que se desenvolveu, no âmbito deste trabalho, um modelo híbrido que associa a um método analítico o factor cronológico. De facto, o método de Monte Carlo Cronológico, necessita de efectuar um conjunto muito alargado de sorteios de forma a gerar resultados com elevada precisão em sistemas de grande dimensão. Desta forma, o método analítico cronológico é uma alternativa ao método de Monte Carlo tendo as suas bases sido testadas neste trabalho.

A análise dos resultados obtidos permitiu concluir que o método analítico cronológico proposto para a obtenção de índices de fiabilidade de um SEE de qualquer dimensão foi bem sucedido. Permite não só refinar o processo de cálculo, pois permite a actualização das tabelas de disponibilidades dos grupos, como se demonstrou uma importante ferramenta para as acções de manutenção a efectuar, nomeadamente na escolha do melhor momento para realizar as intervenções, minimizando o risco de perda de carga.

A realização deste trabalho permitiu também testar variações do método proposto, nomeadamente a sua conjugação com métodos de arredondamento ou truncagem para construção da tabela de capacidade fora de serviço, que permite acelerar o processo e reduzir o tempo de computação, sem alterar substancialmente os resultados finais.

Abstract

The supply of electric energy is fundamental to contemporary industrial societies, and it is expected to be provided in the most economical way possible, guaranteeing at the same time high levels of quality and reliability. Generating plants that produce electrical energy are one of the fundamental components of the electrical energy system for reliability and quality of service provided to consumers. For this reason, it becomes extremely important that, in order to respond to abnormal operating conditions, there be capacity in the system of generators to be able to respond to the consumption needs of the network.

In order to determine the adequacy of the production system, various methods have been used through history. Deterministic methods, as for example the percentage method in which it is assumed that the amount of reserve needed is a percentage of the installed capacity or of the total load of the system or equal to one of the largest generating plants, have been abandoned in favor of probabilistic methods such as methods based on Monte Carlo simulation which respond to and reflect the factors that influence presently influence the reliability of electrical systems.

The increase in the dimension and complexity of electrical systems leads to an increase in the computational cost of probabilistic methods such that, in the course of this work, a hybrid model that associates to an analytical method a chronological factor. In fact, the Chronological Monte Carlo method requires the computation of a very large set of trials in order to generate results with high precision in systems of large dimension. In this way, the chronological analytical method is an alternative to the Monte Carlo method and has had its bases tested in this work.

Analysis of the results obtained allowed it to be concluded that the chronological analytical method proposed for calculating reliability indices of an energy system of any dimension has succeeded well. It permits not only refinement in the calculation process, since it permits updating the availability tables of generating groups but also showed itself to be an important tool for determining the maintenance actions to carry out, namely the choice of the best time to perform maintenance to reduce list of shedding load.

The development of this work also permitted testing variations in the proposed method, namely its combination with rounding or truncation methods for the construction of the table of capacity out of service, which permits accelerating the process and reducing computation time without substantially altering the final results.

Agradecimentos

Quando iniciei esta aventura de voltar a estudar, não estava muito certo das reais consequências desta minha decisão.

Em primeiro lugar porque a vida tinha sido alterada de forma significativa, poucos meses antes e também porque a escolha do tema foi de alguma forma uma surpresa.

Obviamente, só me resta agradecer a quem de forma mais ou menos consciente me permitiu a realização deste trabalho.

Assim, gostava de agradecer ao meu Orientador, Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos, que teve um papel decisivo na escolha do tema, pelo entusiasmo que me transmitiu, por toda a colaboração e disponibilidade que sempre revelou ao longo deste trabalho.

Aos meus amigos e família por todo o apoio e encorajamento em especial ao meu grande amigo Luís Seca por toda a ajuda.

À Ana e ao Rodrigo por tudo.

Ao meu querido pai, que sempre vibrou com os meus êxitos e que acompanhou, quase na totalidade, o meu trabalho, o meu eterno e sentido agradecimento.

Índice

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento e motivação	1
1.2	Estrutura da dissertação.....	2
2	O Problema.....	3
2.1	Metodologias de análise de fiabilidade de Sistemas Eléctricos	4
2.2	Métodos determinísticos.....	4
2.3	Método analítico ou probabilístico	5
2.3.1	Descrição.....	5
2.3.2	Exemplo Ilustrativo.....	6
2.3.3	Método de Truncagem	11
2.3.4	Método de Arredondamento	11
2.4	Método de Monte Carlo	12
2.4.1	O algoritmo.....	12
2.4.1.1	Técnicas de aceleração de convergência	13
2.4.2	Método de Monte Carlo aplicado ao estudo da fiabilidade	13
2.4.2.1	Amostragem Não Cronológica	13
2.4.2.2	Amostragem Cronológica.....	14
2.5	Conclusões.....	15
3	Método Analítico Cronológico	17
3.1	Grupos Térmicos e Carga	17
3.2	Manutenção de Grupos Térmicos	18
3.3	Grupos Hídricos.....	18
3.4	Grupos Eólicos	18
3.5	Inclusão de Outros Grupos Produtores	19
3.6	Funcionamento do Método.....	20

10	
3.7	Resultados 21
3.8	Testes de Validação e Experimentação do Processo..... 22
4	Exemplo Ilustrativo..... 25
4.1	Caracterização do Sistema 25
4.2	Dados de Entrada 26
4.3	Resultados Obtidos..... 28
4.4	Discussão dos Resultados Obtidos 32
5	Conclusões Finais e Perspectivas Futuras 37
	Referências 39
	ANEXOS 41
	ANEXO A. Tabelas Dados de Entrada 43
	Séries Hídricas 43
	Série Hídrica144
	Série Hídrica 245
	Série Hídrica 346
	Diagrama de Cargas Anual 47
	Séries Eólicas 48
	Série Eólica 148
	Série Eólica 249
	Série Eólica 350
	ANEXO B. Manual de Utilização..... 51
	Preenchimento dos dados de entrada 51
	Grupos Térmicos.....51
	Séries Hídricas51
	Carga52
	Séries Eólicas.....52
	Impressão dos Resultados Finais 52

Lista de Figuras

Figura 1 - Zonas de Funcionamento	3
Figura 2 - Diagrama de Barramento Único [7]	4
Figura 3 - Modelo de dois estados de um gerador [7]	5
Figura 4 - Fluxograma do Método	20
Figura 5 - Diagrama de Cargas (Fragmento).....	27
Figura 6 - Evolução mensal do LOLE.....	31

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Capacidades Fora de Serviço Exemplo	7
Tabela 2 - Capacidades Fora de Serviço Agregada Exemplo	7
Tabela 3 - Capacidades Fora de Serviço para G1	8
Tabela 4 - Capacidades Fora de Serviço Agregada com G1 e G2.....	8
Tabela 5 - Capacidades Fora de Serviço Agregada com G1, G2 e G3.....	9
Tabela 6 - Auxiliar para Cálculo do LOLP, LOLE e PNS	10
Tabela 7 - Tabela Truncada.....	11
Tabela 8 - Tabela Arredondada	12
Tabela 9 - Grupos Térmicos considerados no estudo com potência e FOR.	26
Tabela 10 - Manutenção de Grupos Térmicos.....	27
Tabela 11 - Resultados Mensais	28
Tabela 12 - Resultados Anuais.....	30
Tabela 13 - Valores Globais Mensais.....	30
Tabela 14 - Valores Médios Globais por Série	31
Tabela 15 - Valores Médios Globais.....	31
Tabela 16 - Valores de Potência Dezembro	33
Tabela 17 - Cenários de Manutenção.....	34
Tabela 18 - Valores Médios Globais utilizando valores arredondados.....	35

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

F.O.R.	“ <i>forced outage rate</i> ” - (probabilidade de indisponibilidade de um grupo)
LOLE	“loss of load expectation” - risco de corte de carga (horas/ano)
LOLP	“loss of load probability” - probabilidade de perda de carga ou de corte de carga
PNS	“Power not Suplied” - potência média cortada (MW)

Lista de Símbolos

λ	taxa de avarias
μ	taxa de reparação
r	tempo médio de reparação

1 Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

O fornecimento de energia eléctrica é actualmente fundamental nas sociedades industrializadas, esperando-se que seja efectuado da forma mais económica possível, garantido ao mesmo tempo elevados níveis de qualidade e fiabilidade [1]. A fiabilidade, no seu sentido lato, descreve a probabilidade que um ou mais componentes de um sistema tem de desempenhar a sua função de forma satisfatória, durante um determinado período de tempo, dentro das condições normais de operação. No caso concreto, dos sistemas de energia, entende-se, portanto, como fiabilidade a existência de disponibilidade nos mesmos para satisfazer a necessidade de consumo dos consumidores.

A fiabilidade de um sistema eléctrico depende do desempenho dos seus diversos componentes que, na perspectiva clássica, se organizam de forma hierarquizada em produção, transporte, distribuição e por fim consumo. As centrais de produção de energia eléctrica, na forma dos seus grupos geradores, são um dos componentes de um sistema eléctrico fundamental para a garantia do fornecimento de energia eléctrica aos consumidores. Torna-se, por isso, extremamente importante que exista, precavendo situações anormais de exploração, capacidade por parte do sistema electroprodutor para responder às necessidades de consumo da rede.

O conceito de reserva retrata a capacidade que os sistemas electroprodutores têm de satisfazer as necessidades de consumo, podendo, em particular, falar-se da reserva estática como sendo a reserva constituída pelos grupos geradores prontos a arrancar para serem ligados à rede, fornecendo potência activa assim que seja necessário, efectuando correcções e permitindo a manutenção programada nas instalações. Em geral, com estes estudos, procura-se definir ou determinar a adequação de um plano de construção de centrais ou de adição de novos grupos, de modo a que a garantia de que a carga do sistema seja integralmente alimentada, possa ser fixada numericamente, reflectindo ainda as necessidades de reserva resultantes não só do crescimento do consumo e de alterações ao sistema produtor, mas também, da progressiva integração de grandes quantidades de potência eólica e outros recursos voláteis.

Um dos métodos utilizados no passado para determinar a capacidade de reserva necessária para o sistema era o método percentual, em que se assumia que o valor da reserva necessária era uma percentagem da capacidade instalada ou da carga total do sistema. Este e outro critério, o da reserva ser igual a um ou a alguns dos grupos de maior potência, têm vindo a ser abandonados em detrimento de métodos probabilísticos, tais como: os métodos probabilísticos e Simulação de Monte Carlo, que respondem e reflectem os factores que influenciam actualmente a fiabilidade dos sistemas eléctricos. Estes métodos probabilísticos pressupõem o cálculo de um conjunto de índices tais como o LOLE (loss of load expectation) que consiste na probabilidade de risco de corte de carga (apesar de ser uma probabilidade é

geralmente representado em horas/ano ou dias/ano) e o LOLP (loss of load probability) que consiste na probabilidade de perda de carga e ainda o PNS (Power Not Supplied) que corresponde à potência média cortada.

É um dado adquirido que as energias renováveis, em especial na Europa, irão assumir uma fracção importante das formas de produção eléctrica, com vista a minimizar a dependência do petróleo e as emissões de CO₂. Esta perspectiva não deixa de acender sinais de alerta junto dos decisores - não só por representar uma alteração estrutural importante, mas também, porque aparece a introdução de um elevado número de variáveis aleatórias e complexidades no sistema de geração-transporte, devido à intermitência associada às fontes renováveis [2].

Para além da incerteza introduzida pela crescente integração das fontes baseadas em energia renovável, o refinamento do processo de cálculo da reserva traduz-se num grande benefício para a manutenção programada dos diversos grupos produtores da rede. Efectivamente, se as acções de manutenção programada forem efectuadas nos períodos convenientes, o risco de haver corte de carga diminui, uma vez que, não se reduz a capacidade do sistema.

Apesar do estudo não contemplar uma análise económica, será importante referir que existe uma necessidade crescente de obter indicadores que permitam avaliar os SEE actuais. De facto, actualmente, os custos de construção de novos grupos produtores necessitam de uma justificação e avaliação muito mais criteriosa e rigorosa do que no passado, nomeadamente, com a liberalização do sector eléctrico, onde passou a existir uma separação entre os responsáveis pela gestão e operação das redes e os responsáveis pela produção. Desta forma, o operador da rede tem a necessidade de antecipar possíveis cenários de risco de corte carga e alertar o mercado para a necessidade de construção de novos grupos.

Foi, então, desenvolvido no âmbito deste trabalho uma metodologia que associasse a um método analítico o factor cronológico, uma vez que, o método de Monte Carlo Cronológico, para sistemas de grande dimensão necessita de um conjunto muito alargado de sorteios, de forma a gerar resultados com elevada precisão, o que torna este processo demasiado pesado para serem testadas as várias séries em estudo. O conceito base passa por calcular, para cada hora de cada mês, durante um ano completo, os índices de fiabilidade do sistema eléctrico utilizando tabelas de disponibilidades actualizadas, segundo as alterações ocorridas na rede.

1.2 Estrutura da dissertação

No primeiro capítulo é feita uma introdução, onde se descreve o enquadramento e motivação para o trabalho desenvolvido, procurando dar uma visão global da dissertação.

No capítulo 2 é descrito o problema em detalhe, sendo apresentadas as diferentes metodologias, normalmente, utilizadas para estudos de fiabilidade, procurando evidenciar virtudes e limitações de cada uma delas, facto que motivou o desenvolvimento do método proposto posteriormente.

No capítulo 3 é apresentado o modelo matemático, o tipo de dados de entrada e o modelo funcional do método desenvolvido.

No capítulo 4 apresentam-se os resultados de um exemplo ilustrativo, onde se demonstra a funcionalidade do método e se procede a uma análise dos resultados.

No capítulo 5 é efectuada uma análise crítica aos resultados e extraídas conclusões globais.

2 O Problema

Com este trabalho pretende-se estudar a adequação de um sistema produtor à realidade do SEE no qual está inserido, ou seja, se existe reserva de potência suficiente na rede para garantir o abastecimento de todas as cargas, mesmo em situações de avaria ou manutenção de grupos electroprodutores.

Os sistemas de energia são classicamente divididos em 3 zonas funcionais distintas, mais concretamente, produção, transporte e distribuição, tal como se pode visualizar na figura 1. [4]

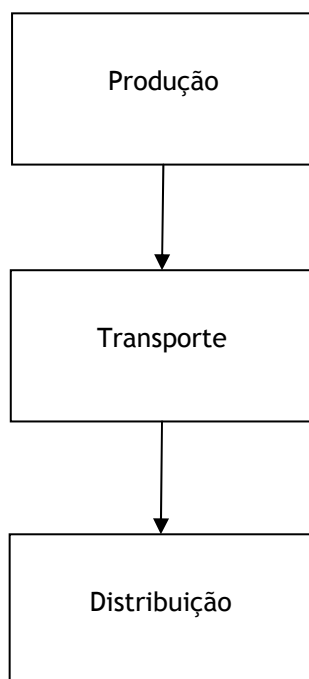


Figura 1 - Zonas de Funcionamento

Esta divisão proporciona o desacoplamento dos estudos efectuados nas redes eléctricas, diminuindo assim, o peso computacional e a complexidade de análise. São consideradas tipicamente 3 zonas ou níveis funcionais:

- O nível hierárquico I (HL I) considera apenas o sistema produtor;
- O nível hierárquico (HL II) considera, além do sistema produtor, a rede de transporte;
- O nível hierárquico III (HL III) considera, além dos sistemas produtor e transporte, a rede de distribuição.

O método proposto por este trabalho visa melhorar o desempenho em termos de fiabilidade do sistema produtor, pelo que, para este estudo será apenas considerado o nível I (HL I), não considerando assim a influência das redes a jusante. A representação do sistema passa por um modelo de barramento único, onde se encontra ligada a totalidade da produção e da carga, conforme se pode verificar na figura 2. [5].

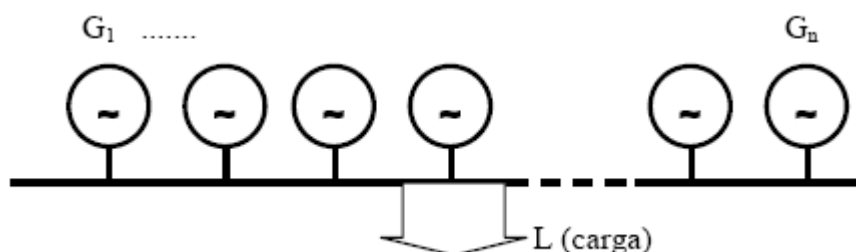


Figura 2 - Diagrama de Barramento Único [7]

2.1 Metodologias de análise de fiabilidade de Sistemas Eléctricos

Assim, como as redes eléctricas foram evoluindo em termos de complexidade ao longo dos anos, também as ferramentas de análise sofreram alterações, nomeadamente, para lidar com esse acréscimo de sensibilidade.

Nos parágrafos seguintes são descritos alguns dos métodos utilizados para análise de fiabilidade de um sistema eléctrico sendo apresentados de forma cronológica dos métodos mais clássicos para as abordagens e técnicas mais modernas.

2.2 Métodos determinísticos

Os primeiros métodos utilizados [1] e que hoje em dia ainda se utilizam consistiam em métodos determinísticos simples. Numa análise determinística o desempenho de cada solução é avaliado para diferentes cenários, representando condições de operação, aceitando-se a mais económica das soluções que não conduz a corte de carga do sistema [2]. Estes métodos incluíam reservas baseadas em percentagem da potência instalada/disponível e consideravam uma percentagem do consumo previsto ou da produção prevista, deixando grupos de reserva com esses valores de potência.

Os métodos determinísticos oferecem vantagens, nomeadamente, a facilidade de implementação, facilidade de compreensão e os critérios de avaliação (definidos pela engenharia) são consistentes com a percepção de fiabilidade que vem do passado. Uma vez que se baseiam em regras práticas, na experimentação, não é possível determinar se os

critérios utilizados num sistema são muito ou pouco exigentes num sistema de características diferentes, dado que, apenas possibilitam obter uma estimativa da capacidade disponível com base no valor médio.

Utilizando como exemplo um grupo de 400 MW e um F.O.R. de 0,01 é possível afirmar que em termos médios este grupo possui uma capacidade disponível de 396 MW, no entanto, por vezes, é completamente incapaz de satisfazer a carga.

2.3 Método analítico ou probabilístico

2.3.1 Descrição

A necessidade de se efectuar uma avaliação probabilística do comportamento do sistema é já reconhecida há mais de 40 anos [1], podendo ser questionado o porquê do seu uso não ser generalizado desde então. Pode-se referir como principais razões: a falta de dados, limitações na capacidade computacional e um cepticismo em relação ao uso de técnicas probabilísticas. No entanto, estas limitações deixaram de fazer sentido, a partir do momento em que se evoluiu na capacidade computacional, na disponibilidade de dados de fiabilidade e de uma maior compreensão dos métodos probabilísticos.

Os primeiros trabalhos publicados sobre a aplicação de métodos probabilísticos ao estudo da fiabilidade surgiram em 1934, embora só em 1947 tenham aparecido trabalhos com técnicas eficientes para tais estudos. Em 1948 foi criado um grupo no AIEE para a aplicação de “Técnicas probabilísticas” na análise de sistemas eléctricos, o qual publicou em 1949 o primeiro trabalho com taxas de avarias de componentes eléctricos, recolhidos através de informações sobre a exploração de vários sistemas eléctricos. Em 1960 o AIEE publicou dois artigos que descrevem o “LOLP” (Loss of load probability method) e o Método da frequência e duração, métodos que, na sua essência, ainda hoje se mantêm e são muito utilizados pelas empresas de produção. Este método permitiu introduzir novas variáveis e possibilitou o estudo estatístico com recurso a indicadores probabilísticos, tais como: o LOLE (*loss of load expectation*) que consiste na probabilidade de risco de corte de carga (apesar de ser uma probabilidade, é geralmente representado em horas/ano ou dias/ano) e o LOLP (*loss of load probability*) que consiste na probabilidade de perda de carga. Outro indicador importante é o PNS (*Power Not Supplied*) a potência média cortada.

O princípio deste método baseia-se no pressuposto de que um dado grupo possui somente dois estados, um em funcionamento e outro de avaria (Figura 2). A transição do estado de funcionamento para o estado de avaria tem lugar de forma aleatória, à razão da sua taxa de avarias. De modo semelhante, a passagem de um estado de avaria para o estado de funcionamento sucede à razão da sua taxa de reparação.

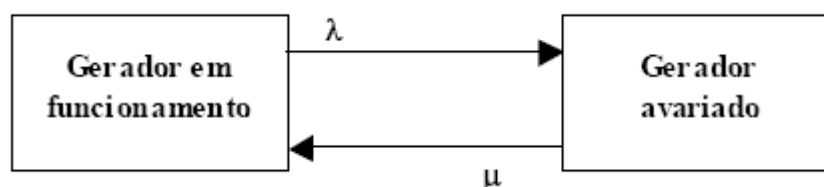


Figura 3 - Modelo de dois estados de um gerador [7]

A taxa de reparação é obtida por inversão proporcional do valor do tempo médio de reparação ou seja:

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (\text{com } r \text{ medido em horas})$$

Conjugando a taxa de reparação com a taxa de avarias é possível estabelecer a probabilidade de um dado grupo estar avariado (P_A) ou de estar em funcionamento (P_F) através de:

$$P_A = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

$$P_F = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

À probabilidade de um dado grupo estar avariado foi atribuído o nome de *forced outage rate* (FOR) e é um valor conhecido pelos fabricantes dos geradores com base em registos cronológicos.

Então $F.O.R. = P_A$, convém referir que apesar de F.O.R ser uma probabilidade e como tal adimensional, por motivos históricos manteve o nome de taxa.

O passo seguinte passa por calcular os indicadores de fiabilidade, sendo para isso necessário construir a Tabela das Probabilidades das Capacidades Fora de Serviço do Sistema (TCFS).

Atente-se ao exemplo descrito de seguida, onde se descreve o processo do cálculo da tabela das Capacidades Fora de Serviço do Sistema.

2.3.2 Exemplo Ilustrativo

Considere-se um sistema constituído por 3 geradores:

G1=10MW FOR (G1) = 0,01

G2=20MW FOR (G1) = 0,02

G3=30MW FOR (G1) = 0,03

Partindo da metodologia descrita anteriormente, em que cada grupo tem dois estados possíveis, F funcionamento e A avariado, pode ser construída uma tabela de estado que contempla todos os cenários possíveis no sistema.

Entende-se, por capacidade perdida de cada estado, o somatório do valor da potência dos grupos avariados (A), nesse estado.

A probabilidade de ocorrência é obtida através da multiplicação da probabilidade associada a cada grupo em cada estado. Se um dado grupo x se encontra em funcionamento (F) a probabilidade associada será $(1-FOR(Gx))$, se esse grupo se encontrar avariado (A) então a probabilidade associada será $FOR(Gx)$.

Na Tabela 1 encontram-se os resultados para a capacidade perdida e a correspondente probabilidade de ocorrência para cada estado do sistema.

Tabela 1 - Capacidades Fora de Serviço Exemplo

G1	G2	G3	Capacidade Perdida	Probabilidade de Ocorrência
F	F	F	0	0,941094
F	F	A	30	0,029106
F	A	F	20	0,019206
F	A	A	50	0,000594
A	F	F	10	0,009506
A	F	A	40	0,000294
A	A	F	30	0,000194
A	A	A	60	0,000006

A observação dos resultados permite concluir que este processo origina vários estados com a mesma capacidade perdida, podendo-se efectuar a sua agregação e obter assim uma tabela mais simples. Para tal, basta somar as probabilidades de ocorrência dos estados com capacidade perdida de igual potência.

Tabela 2 - Capacidades Fora de Serviço Agregada Exemplo

Capacidade Perdida	Probabilidade de Ocorrência
0	0,941094
10	0,009506
20	0,019206
30	0,029300
40	0,000294
50	0,000594
60	0,000006

Este método revela-se, no entanto, demasiado complexo para sistemas de dimensão apreciável, onde se torna impraticável construir todos os estados possíveis, tornando-se portanto ineficiente. Para ultrapassar esta questão é possível obter exactamente a mesma tabela de capacidades fora de serviço agregada através da adição sucessiva de grupos. Assim, não se torna necessário calcular estados repetidos, bastando recorrer ao princípio da probabilidade condicionada

$$P(A)=P(A|B).P(B)+P(A|\sim B).P(\sim B), \text{ sendo } \sim B \text{ o complementar de } B$$

Aplicando ao sistema em causa, obtém-se a seguinte expressão:

$$P^{\text{Nova}}(X)=P^{\text{Antiga}}(X).(1-\text{FOR})+P^{\text{Antiga}}(X-C).\text{FOR}$$

Onde:

X - o estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X

FOR - FOR do novo grupo a adicionar

C - Capacidade do novo grupo a adicionar à tabela

$P^{Nova}(X)$ - Nova probabilidade associada ao estado X após a adição de C

$P^{Antiga}(X)$ - Probabilidade associada ao estado X na tabela antiga

$P^{Antiga}(X-C)$ - Probabilidade associada ao estado X-C na tabela antiga

Aplicando esta metodologia ao Grupo 1 (G1) obtém-se a seguinte tabela de capacidades agregada:

Tabela 3 - Capacidades Fora de Serviço para G1

Capacidade Perdida (MW)	Probabilidade de Ocorrência
0	0,99
10	0,01

O passo seguinte será de incluir o segundo grupo (G2):

$$P^{Nova}(0) = P^{Antiga}(0) \cdot (1 - 0,02) + P^{Antiga}(0-20) \cdot 0,02$$

$$P^{Nova}(10) = P^{Antiga}(10) \cdot (1 - 0,02) + P^{Antiga}(10-20) \cdot 0,02$$

$$P^{Nova}(20) = P^{Antiga}(20) \cdot (1 - 0,02) + P^{Antiga}(20-20) \cdot 0,02$$

$$P^{Nova}(30) = P^{Antiga}(30) \cdot (1 - 0,02) + P^{Antiga}(30-20) \cdot 0,02$$

Tabela 4 - Capacidades Fora de Serviço Agregada com G1 e G2

Capacidade Perdida (MW)	Probabilidade de Ocorrência
0	$0,99 \times 0,98 + 0 = 0,9702$
10	$0,01 \times 0,98 + 0 = 0,0098$
20	$0 + 0,99 \times 0,02 = 0,0198$
30	$0 + 0,01 \times 0,02 = 0,0002$

Por fim adicionando G3

$$P^{Nova}(0) = P^{Antiga}(0) \cdot (1 - 0,03) + P^{Antiga}(0-30) \cdot 0,03$$

$$P^{Nova}(10) = P^{Antiga}(10) \cdot (1 - 0,03) + P^{Antiga}(10-30) \cdot 0,03$$

$$P^{Nova}(20) = P^{Antiga}(20) \cdot (1 - 0,03) + P^{Antiga}(20-30) \cdot 0,03$$

$$P^{Nova}(30) = P^{Antiga}(30) \cdot (1 - 0,03) + P^{Antiga}(30-30) \cdot 0,03$$

$$P^{Nova}(40)=P^{Antiga}(40).(1-0,03)+P^{Antiga}(40-30).0,03$$

$$P^{Nova}(50)=P^{Antiga}(50).(1-0,03)+P^{Antiga}(50-30).0,03$$

$$P^{Nova}(60)=P^{Antiga}(60).(1-0,03)+P^{Antiga}(60-30).0,03$$

resultando na tabela final

Tabela 5 - Capacidades Fora de Serviço Agregada com G1, G2 e G3

Capacidade Perdida (MW)	Probabilidade de Ocorrência
0	0,941094
10	0,009506
20	0,019206
30	0,029300
40	0,000294
50	0,000594
60	0,000006

De forma semelhante podem ser retirados grupos a uma determinada tabela de capacidades fora de serviço. Este processo revelar-se-á útil ao desenvolvimento do método em estudo uma vez que irá possibilitar, por exemplo, retirar grupos para manutenção.

$$P^{Nova}(X)=(P^{Antiga}(X) - P^{Nova}(X-C).FOR)/(1-FOR)$$

onde:

X - o estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X

FOR - FOR do novo grupo a adicionar

C - Capacidade do novo grupo a adicionar à tabela

$P^{Nova}(X)$ - Nova probabilidade associada ao estado X após a subtração de C

$P^{Antiga}(X)$ - Probabilidade associada ao estado X na tabela antiga

$P^{Antiga}(X-C)$ - Probabilidade associada ao estado X-C na tabela antiga

Uma vez construída a TCFS do sistema torna-se possível calcular os indicadores de fiabilidade (LOLE, LOLP e PNS) para um determinado valor de carga.

Para se obter a Potência Média Cortada (PNS) para uma dada carga X MW, utilizam-se as diferentes potências de serviço, calculadas através da diferença entre a capacidade perdida máxima e o valor de cada uma das capacidades perdidas.

A potência cortada em cada estado é calculada subtraindo ao valor da carga a potência de serviço, multiplicando-se este valor pela probabilidade de ocorrência correspondente. Por razões óbvias, são apenas considerados estados com potência cortada igual ou superior a zero, não fazendo sentido considerar estados que não originam perda de carga.

O valor do LOLP é o somatório da probabilidade de corte de carga de cada estado em que há corte de carga, ou seja

$$LOLP = \sum_{i=1}^n p(x_i) \cdot p(L > x_{\max} - x_i)$$

onde:

$p(x_i)$ - probabilidade de perda da capacidade de x_i MW

x_{\max} - capacidade total instalada em MW

$p(L > x_{\max} - x_i)$ - probabilidade de que a ponta de carga L exceda a capacidade disponível, no estado i

n - número de estados (dimensão da Tabela de capacidades fora de serviço)

Para obter o tempo de corte de carga global (LOLE), basta multiplicar o valor do LOLP pelo número de horas de um ano (8760h).

Prosseguindo com o exemplo prático considere-se uma carga de, por exemplo, 45MW. Os indicadores resultantes serão então:

Tabela 6 - Auxiliar para Cálculo do LOLP, LOLE e PNS

Potência de Serviço (MW)	Probabilidade de Ocorrência	Potência Cortada (MW)	Probabilidade de Ocorrência	PNSi
60	0,941094	---	---	---
50	0,009506	---	---	---
40	0,019206	5	0,019206	0,09603
30	0,029300	15	0,029300	0,4395
20	0,000294	25	0,000294	0,00735
10	0,000594	35	0,000594	0,02079
0	0,000006	45	0,000006	0,00027

Da Tabela 6 podemos concluir que para o valor de carga de 45MW teremos:

PNS = 0,56394 MW

LOLP = 0,0494

LOLE = 432,744 horas / ano

A resolução deste exemplo, que não traduz um sistema real, permite concluir que, este sistema produtor tem uma probabilidade de perda de carga de 0,0494, um risco de corte de carga de 432,744 horas num ano e que, em média, é cortada uma potência de 0,56394 MW.

O aumento de dimensão do sistema, com o conseqüente crescimento do número de grupos (de potências bastantes díspares), implica elevados tempos de computação. Esta situação

levou à necessidade de se desenvolverem metodologias que permitissem simplificar a construção da tabela, nomeadamente o método de Truncagem e o método de Arredondamento.

2.3.3 Método de Truncagem

Este método baseia-se na eliminação de estados cuja probabilidade de ocorrência seja inferior ao estipulado. Recorrendo ao exemplo anterior podia-se definir, como aceitável, um limite de 0,0005, sendo eliminados os estados correspondentes a capacidades perdidas de 40MW e 60MW, o que se traduziria na seguinte tabela:

Tabela 7 - Tabela Truncada

Capacidade Perdida (MW)	Probabilidade de Ocorrência
0	0,941094
10	0,009506
20	0,019206
30	0,029300
50	0,000594

Com este método retira-se dimensão ao sistema reduzindo o tempo de cálculo sem comprometer a análise da fiabilidade.

2.3.4 Método de Arredondamento

Outro método para evitar a proliferação de estados desinteressantes, consiste no método de arredondamento. Este método permite criar passos de cálculo, por exemplo de 20MW em 20MW.

Um dos métodos para realizar esta operação é o método da distribuição proporcional, que consiste em repartir pelos estados adjacentes os valores dos estados fora do intervalo.

$$P_X^{novo} = P_X^{ant} + \frac{Y-C}{Y-X} P_C \quad ; \quad P_Y^{novo} = P_Y^{ant} + \frac{C-X}{Y-X} P_C$$

Em que P^{novo} e P^{ant} correspondem às probabilidades de ocorrência após e antes de ser efectuado o arredondamento, X corresponde ao estado inferior, Y o estado seguinte e C o valor a eliminar. Sendo que $Y > C > X$.

Recorrendo ao exemplo de 2.1 ir-se-á eliminar os estados com capacidade perdida de 10MW, 30MW e 50MW

$$P_0^{novo} = P_0^{ant} + \frac{20-10}{20-0} P_{10} \quad ; \quad P_{20}^{novo} = P_{20}^{ant} + \frac{10-0}{20-0} P_{10}$$

$$P_{20}^{novo} = P_{20}^{ant} + \frac{40-30}{40-20} P_{30} \quad ; \quad P_{40}^{novo} = P_{40}^{ant} + \frac{30-20}{40-20} P_{30}$$

$$P_{40}^{novo} = P_{40}^{ant} + \frac{60-50}{60-40} P_{50} \quad ; \quad P_{60}^{novo} = P_{60}^{ant} + \frac{50-40}{60-40} P_{50}$$

Aplicando estes arredondamentos à tabela original ter-se-á a nova tabela arredondada conforme apresentado na tabela 8:

Tabela 8 - Tabela Arredondada

Capacidade Perdida (MW)	Probabilidade de Ocorrência
0	0,945847
20	0,038609
40	0,015241
60	0,000303

2.4 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo (MMC) é um método estatístico utilizado em simulações estocásticas com diversas aplicações. Este método tipicamente envolve a geração de observações de uma distribuição de probabilidades e o uso da amostra obtida para aproximar a função de interesse. A ideia do método é calcular uma estimativa do valor esperado.

2.4.1 O algoritmo

Considerando uma função objectivo $F(X)$ então pode-se estimar $E(F)$ a partir de um sorteio aleatório de N estados do sistema:

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(x_i)$$

em que $\hat{E}(F)$ - estimativa do valor esperado $E(F)$

N - dimensão da amostra

Dado que o valor médio amostral se distribui à volta do valor "verdadeiro", a incerteza na estimativa, ou o quão longe se encontra do valor esperado, pode ser representada por uma variância $V(\hat{E}(F))$.

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{N}$$

onde $V(F)$ é a verdadeira variância de F .

Uma vez que $V(F)$ também não é conhecida torna-se necessário utilizar um estimador, não tendencioso, de $V(F)$.

$$\hat{V}(F) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N [F(x_i) - \hat{E}(F)]^2$$

Como a incerteza é inversamente proporcional à grandeza da amostra, é necessário estabelecer um critério de paragem, também designado convergência, para um sorteio através de um coeficiente de variação β .

Sendo

$$\beta^2 = \frac{V(\hat{E}(F))}{\hat{E}(F)^2}$$

Escrevendo a mesma equação em função do desvio padrão

$$\sigma(\hat{E}(F)) \quad \text{teremos} \quad \beta = \frac{\sigma(\hat{E}(F))}{\hat{E}(F)}$$

Reescrevendo a equação em função de N e substituindo $V(\hat{E}(F))$ temos que

$$N = \frac{V(F)}{[\beta \cdot \hat{E}(F)]^2}$$

Esta última equação permite-nos compreender que, para um determinado valor mínimo de convergência β , para reduzir a dimensão da amostra N é necessário reduzir a variância $V(F)$.

Actualmente, existem métodos e técnicas, que permitem reduzir substancialmente o número de simulações necessárias, para se obterem resultados, com elevada precisão. Uma vez que o método de Monte Carlo não é tema deste estudo enunciaremos, somente, duas das técnicas que permitem a aceleração da convergência do método e que podem ser encontradas descritas em pormenor em literatura especializada.

2.4.1.1 Técnicas de aceleração de convergência

Método das variáveis de controlo

Este método permite calcular um valor aproximado daquele que é pretendido através de processos analíticos independentes ao Método de Monte Carlo.

Método de escalonamento por importância

Este método baseia-se na deformação da distribuição de probabilidade e, deste modo, promove o aumento da probabilidade dos eventos importantes face aos irrelevantes. Este processo permite reduzir a variância sem alterar o valor esperado.

2.4.2 Método de Monte Carlo aplicado ao estudo da fiabilidade

O método de Monte Carlo é hoje em dia o mais utilizado para resolução de problemas de fiabilidade de SEE de grande dimensão, uma vez que, possibilita a imitação da operação do sistema.

Existem duas formas típicas de realizar a amostragem no estudo da fiabilidade: a amostragem não cronológica e a amostragem cronológica. Seguidamente serão apresentados os dois processos.

2.4.2.1 Amostragem Não Cronológica

O processo inicia-se gerando, para cada componente do sistema, um número aleatório (entre 0 e 1). Este processo dará início ao estudo e corresponderá ao estado 1.

Comparando a probabilidade da avaria de cada componente (F.O.R.) com o número aleatório correspondente teremos duas situações:

- Se o valor aleatório é maior que o valor do F.O.R, esse componente está em funcionamento;

- Se o valor aleatório é menor que o valor do F.O.R, esse componente está fora de serviço, podendo originar ou não corte de carga;

Após ser conhecida toda a realidade da amostra poderá ser calculada a PNS em cada estado.

O processo vai-se repetindo sendo calculado, no final de cada amostragem, a variância da PNS até ser atingida a precisão desejada.

2.4.2.2 Amostragem Cronológica

Na amostragem cronológica e, ao contrário da amostragem não cronológica, é possível estudar a “vida” do sistema eléctrico, dado que é possível avaliar o comportamento do sistema ao longo do tempo.

Em primeiro lugar é necessário calcular os tempos de funcionamento e de reparação, de cada componente, a partir da taxa de avarias e taxa de reparação de todos os componentes do sistema da seguinte forma:

Tempo de funcionamento:

$$t_F = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln(Rand())$$

Onde λ representa a Taxa de avarias (avarias/ano) e $Rand()$ representa o número aleatório entre 0 e 1 sorteado.

Tempo de reparação:

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \cdot \ln(Rand())$$

Onde μ representa a Taxa de reparação (ano^{-1}) e $Rand()$ representa o número aleatório entre 0 e 1 sorteado.

Procede-se então ao cálculo dos estados com base nos tempos de reparação e funcionamento. O raciocínio para o cálculo é o seguinte:

- Começa-se por calcular os tempos de funcionamento de todos os componentes do sistema (sendo esse o estado inicial);
- Seguidamente, analisa-se o menor desses valores, o que corresponde ao 1º componente a avariar. Para esse componente sorteia-se um novo tempo de reparação retirando-se aos outros componentes o tempo em que ele esteve em funcionamento (isso constitui o estado 2);
- Torna-se a verificar qual o menor valor de tempo e dependendo de ser ou não o componente avariado, podem seguir-se 2 caminhos:
 - Ou se sorteia um novo tempo de funcionamento caso a menor duração corresponda ao componente avariado;

- Ou se sorteia um tempo de reparação caso a menor duração corresponda a um componente em funcionamento;

Tal como na amostragem não cronológica o processo vai-se repetindo, sendo calculado no final de cada amostragem a variância da PNS até ser atingida a precisão desejada.

Dado a dependência temporal entre a carga e a capacidade disponível de grupos hídricos, solar, eólicos, etc. faz do método de Monte Carlo Cronológico uma ferramenta mais eficaz no cálculo de fiabilidade quando comparado com o método de Monte Carlo não Cronológico.

2.5 Conclusões

Como é natural, os métodos para resolver os problemas de adequação de um sistema produtor foram, com o passar dos tempos, aumentando de rigor mas, ao mesmo tempo, de complexidade.

A razão pela qual surgiu a ideia de construir um modelo híbrido que associasse a um método analítico o factor cronológico deveu-se ao facto de o método de Monte Carlo Cronológico, necessitar de efectuar um conjunto muito alargado de sorteios de forma a gerar resultados com elevada precisão. Desta forma, o método analítico cronológico é uma alternativa ao método de Monte Carlo tendo as suas bases sido testadas neste trabalho.

3 Método Analítico Cronológico

A ideia de conceber um método analítico cronológico adveio da necessidade de introduzir uma componente temporal ao método analítico. Apresentado, como vantagens, o facto de ser um método analítico e, como tal, só o seu processo depende unicamente do produto de todas as séries em estudo e de ser um método cronológico que permite manter a dependência temporal entre a carga e a capacidade disponível.

O método analítico cronológico, como o próprio nome indica, deriva do método analítico e assenta igualmente na construção da tabela de probabilidades de capacidade fora de serviço, pelo que o seu princípio não difere do método analítico.

O princípio geral do método consiste na utilização da tabela de capacidades fora de serviço, em cada hora do estudo, obtendo-se o valor da probabilidade de naquela hora a carga não ser satisfeita.

Na versão mais simples, sem variações de capacidade disponível, a tabela de capacidades fora de serviço, será a mesma ao longo das 8760 horas.

Nos sistemas reais em que existem grupos que podem sair para manutenção, disponibilidades que variam ao longo das 8760 horas, grupos que são desqualificados é calculada uma nova tabela de capacidades fora de serviço, sempre que necessário para traduzir estas alterações.

Nos pontos seguintes serão apresentados os diferentes pressupostos utilizados para a concepção do método analítico cronológico, sendo efectuada uma descrição do funcionamento do método, bem como uma apresentação dos resultados obtidos, no final da sua execução.

De forma a validar o método foram igualmente efectuados um conjunto de testes que se destinaram unicamente a verificar a viabilidade do próprio método.

3.1 Grupos Térmicos e Carga

A disponibilidade térmica é considerada constante ao longo das 8760 horas.

A carga a utilizar é baseada num diagrama de cargas anual (com 8760 horas).

3.2 Manutenção de Grupos Térmicos

A operação das centrais eléctricas sempre teve uma grande preocupação em estabelecer programas de manutenção preventiva que mantivessem o seu equipamento em boas condições de funcionamento, enquanto se revelasse vantajosa a sua presença em serviço em termos económicos. Actualmente, a expansão, fortemente condicionada das redes, limita a compra de novos equipamentos tornando o papel da manutenção fundamental na gestão de activos do sistema [3].

Tal como referido no ponto 2.2, é possível retirar e acrescentar grupos a uma tabela de probabilidades de capacidade fora de serviço. Assim sendo, o conhecimento dos instantes em que determinados grupos saem para manutenção programada e o instante em que voltam a entrar em serviço, torna possível calcular os indicadores de fiabilidade considerando as acções de manutenção. Basta para isso retirar/acrescentar a potência destes grupos à tabela de probabilidades de capacidade de serviço nas horas adequadas.

Não tendo sido o objecto principal deste estudo otimizar a escala das acções de manutenção recorrendo, por exemplo, a métodos de apoio à decisão, torna-se possível estudar quais os melhores momentos para se efectuarem as operações de manutenção, causando o mínimo impacto possível à operação, minimizando o risco de perda de carga.

3.3 Grupos Hídricos

Os grupos hídricos, dada a sua variabilidade de produção, tornam difícil a sua inclusão no estudo da fiabilidade utilizando métodos analíticos.

A solução passa por utilizar uma técnica semelhante à da manutenção fazendo variar a disponibilidade dos grupos hídricos hora a hora, actualizando desta forma os valores da potência. Admitiu-se, contudo, que as variações seriam demasiado pequenas e iriam originar um esforço computacional acrescido, pelo que, foi decidido usar séries mensais de capacidade disponível.

Os grupos hídricos passam, assim, a poder variar a sua potência mês a mês, tendo o método de retirar de serviço todos os grupos hídricos no final de cada mês e de voltar a acrescentar os grupos com os valores de potências actualizados, recalculando a nova tabela TCFS. No entanto, nada impede a construção de cenários mais desagregados (por exemplo semanal).

É possível utilizar várias séries diferentes e obter vários indicadores de fiabilidade recursivamente.

3.4 Grupos Eólicos

O tratamento da fiabilidade do sistema com a consideração de grupos eólicos é ainda mais complexo que os grupos hídricos. Os grupos eólicos acrescentam um problema extra ao estudo da fiabilidade pois possuem grandes variações de disponibilidade horária. Mas, a este facto, acresce ainda a elevada quantidade de grupos que seria necessário a cada hora fazer entrar e sair do sistema, o que originava, para sistema de grande dimensão, um processo de computação ainda mais lento e ineficaz. Assim, dado o carácter deste trabalho e as suas limitações temporais optou-se por um modelo simplificado das eólicas, com base na utilização de séries, em forma de diagrama horário, afectadas de um factor de disponibilidade (fd) para simular as probabilidades de avaria dos grupos.

3.5 Inclusão de Outros Grupos Produtores

Embora não tenham sido tomados em conta, na execução do programa, é possível acrescentar outras formas de produção ao método, como por exemplo a produção solar. Para tal bastará utilizar aproximações iguais à adoptada para as eólicas.

3.6 Funcionamento do Método

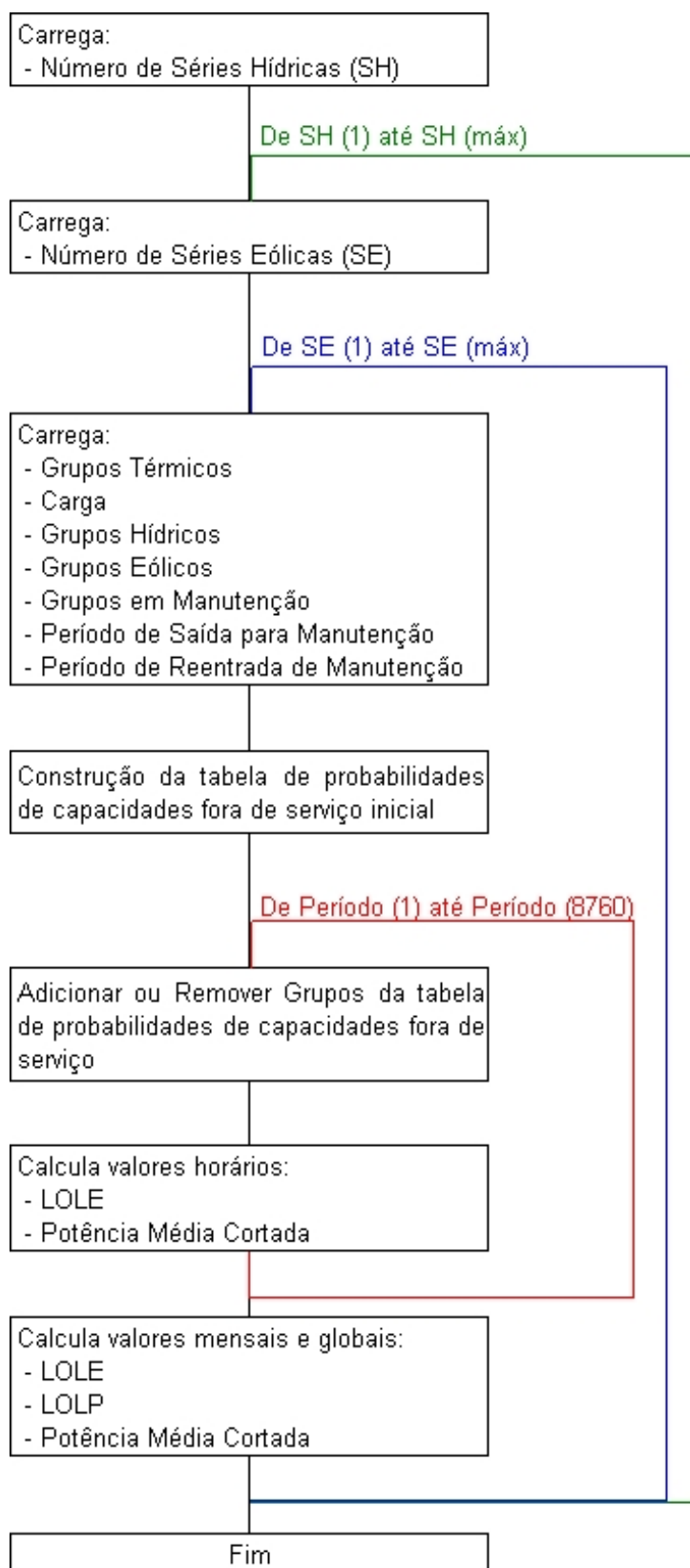


Figura 4 - Fluxograma do Método

O processo começa por carregar o número de séries hídricas e eólicas em estudo. Desta forma, é possível predeterminar o número de iterações necessárias, de modo a obter resultados para as várias combinações de séries.

Para a construção da tabela de probabilidades de capacidades fora de serviço inicial são considerados os grupos térmicos e os grupos hídricos, sendo que, para os grupos hídricos são utilizados valores de potência de Janeiro.

A partir da tabela de probabilidades inicial calcula-se o LOLE e a PNS em cada hora tendo em conta o valor de carga respectivo.

O processo é repetido para todas as séries hídricas e eólicas sendo, sempre que necessário, actualizada TCFS.

O manual de utilização encontra-se no Anexo B do presente documento.

3.7 Resultados

Para permitir um estudo mais alargado dos indicadores de fiabilidade decidiu-se apresentar os resultados finais em valores mensais e valores globais anuais.

De notar que, uma vez que estamos a considerar um modelo cronológico, a probabilidade de perda de carga (LOLP) será uma probabilidade horária, pelo que, o valor global do LOLP resultará não do somatório dos 8760 valores de LOLP, mas sim na média dos valores encontrados. Ou seja:

$$LOLP = \sum_{i=1}^{8760} \frac{LOLP_i}{8760}$$

Por outro lado é conhecido que o risco de corte de carga (LOLE) traduz-se no produto do LOLP por 8760, caso se pretenda valores, em horas, por ano. Isto equivale a dizer que o valor global do LOLE seria o somatório de todas as probabilidades de perda de carga, num ano, assumindo uma probabilidade constante. Ora, uma vez mais, dado que o método é cronológico e calcula em todas as horas a probabilidade de corte de carga, o LOLE global será o somatório dos valores horários. O que equivale a ter:

$$LOLE = LOLP \cdot 8760$$

$$\frac{LOLE}{8760} = \sum_{i=1}^{8760} \frac{LOLP_i}{8760}$$

sendo i a hora em causa.

Que resulta em:

$$LOLE = \sum_{i=1}^{8760} LOLP_i$$

Pelo que, em cada hora o valor do $LOLE_i = LOLP_i$ sendo que o $LOLE_i$ é apresentado em h/h.

O outro indicador calculado é a PNS que é, igualmente, calculada em cada hora, sendo que, uma vez que se trata de uma potência média, o seu valor global será igualmente a média dos valores horários obtidos.

De referir que, os mesmo raciocínios são aplicados aos valores mensais, com a excepção que a divisão é feita pelo número de horas de cada mês (em termos grosseiros aproximadamente 730 horas por mês).

Embora não tenha sido implementado no método existe outro resultado que pode ser possível de apresentar. Dado que o método permite o cálculo de várias combinações de séries hídricas e eólicas é possível calcular indicadores globais do sistema. Para tal, podemos recorrer à média ponderada afectando cada uma das séries com a sua probabilidade de ocorrência. Ou seja:

$$LOLP_{SEE} = \sum_{i=1}^{NS \times NE} LOLP_i \cdot p_i$$

$$LOLE_{SEE} = \sum_{i=1}^{NS \times NE} LOLE_i \cdot p_i$$

$$PNS_{SEE} = \sum_{i=1}^{NS \times NE} PNS_i \cdot p_i$$

Onde i representa o número do cenário e p_i a probabilidade desta combinação ocorrer entre os cenários em estudo. Obviamente, este estudo só fará sentido no caso de existirem mais do que uma série hídrica e uma série eólica.

3.8 Testes de Validação e Experimentação do Processo

De forma a garantir o correcto funcionamento do método foram realizados alguns testes que tiveram como objectivo apenas validar o bom funcionamento do programa, sem que tenha existido a intenção de retirar conclusões sobre os valores calculados.

O primeiro teste realizado serviu para verificar se o programa era capaz de construir uma tabela de probabilidades de capacidades fora de serviço para qualquer dimensão de forma correcta. Neste caso, o único processo de garantir o correcto funcionamento era comparar com tabelas já construídas manualmente.

O segundo teste prendeu-se com a verificação da capacidade do programa retirar ou adicionar novos grupos. Neste caso foram comparadas as tabelas de probabilidades com e sem grupos, de forma a verificar, se o resultado final era o mesmo.

O terceiro teste necessário foi a validação dos índices finais (LOLE, LOLP e PNS). Para tal, uma vez mais, foi necessário recorrer a resultados obtidos, manualmente, para confrontação.

A partir do momento em que o programa base passou a ser fidedigno todos os outros testes recorreram sempre a uma comparação com o programa base.

Assim para verificar se o programa aceitava e calculava correctamente a introdução dos períodos de manutenção foram acrescentados vários grupos com o mesmo F.O.R. e com

potências iguais entrando o primeiro grupo em manutenção no período 0 e saindo num dado momento, entrando o segundo nesse mesmo momento e saindo noutro, e assim sucessivamente, até finalizar com um último grupo que não volta a reentrar nesse ano.

A introdução das séries hídricas foi validada através de um processo semelhante ao da manutenção. Considerando grupos hídricos com potências constantes, ao longo do ano, comparando com um outro cenário no qual não existia produção hídrica, sendo a potencia substituída por grupos térmicos equivalentes.

Paralelamente aos testes de validação foram efectuados alguns testes de forma a avaliar o comportamento dos indicadores de fiabilidade, utilizando, para tal, cenários académicos e verificando verosimilhança dos resultados e a sua sensibilidade à alteração de parâmetros.

4 Exemplo Ilustrativo

4.1 Caracterização do Sistema

O exemplo, em estudo, embora não represente nenhum sistema real, traduz uma aproximação realista ao caso português. As aproximações utilizadas e as opções tomadas tiverem, unicamente, como objectivo testar o método com um caso realista não tendo existido a preocupação de obter resultados que pudessem avaliar o sistema português.

Ainda assim tentou-se aproximar o exemplo a um caso real, quer em termos de dimensão do próprio sistema, no que diz respeito à quantidade de grupos utilizados, quer em termos de dimensão dos valores de carga e de potência utilizados.

O diagrama de cargas considerado traduz os perfis de consumo de baixa tensão de 2006 retirados de www.ren.pt, o que é uma aproximação do diagrama de cargas real.

A potência dos grupos térmicos utilizados foi retirada de [9] embora o F.O.R. de cada uma das máquinas tenha sido retirado de [8] e não sejam os reais. No entanto, são valores típicos de outros sistemas pelo que não são valores meramente académicos.

Para simular a existência de grupos mais antigos e grupos mais recentes foram utilizados dois valores de F.O.R um de 0,0783 e outro de 0,0725. A distribuição destas probabilidades pelos vários grupos foi processada de forma aleatória não tendo existido nenhum critério rigoroso para a sua distribuição.

A quantidade de grupos hídricos pretendeu respeitar a dimensão do caso português e o seu número e potências máximas foram igualmente retirados de [9]. No entanto, de forma a reduzir a quantidade de grupos hídricos no sistema em teste optou-se por denominar grupos às centrais. Por exemplo, no caso das centrais com três grupos foi utilizado apenas um grupo mas com capacidade máxima igual ao somatório do máximo dos três grupos que a constituem. Assim, utilizaram-se 27 grupos hídricos.

Para construir as diferentes séries hídricas com várias potências mensais para cada grupo foram utilizados perfis hídricos mensais, em hm^3 , sintetizados a partir de exemplos disponibilizados.

A partir destes dados foram escolhidos três anos com perfis hídricos distintos. Um ano regular, um ano seco e um ano húmido. Posteriormente, foram extrapolados os valores de potência de cada central com base na sua potência máxima.

A construção das séries eólicas obedeceu igualmente a perfis de disponibilidade de 3 parques eólicos tendo sido posteriormente extrapolado o valor da potência global e

multiplicado por um factor de disponibilidade de 0,9 para simular a probabilidade de avaria dos grupos eólicos.

4.2 Dados de Entrada

Seguidamente, são apresentados os dados de entrada utilizados no exemplo ilustrativo, conforme as descrições anteriores. Dada a dimensão de algumas das tabelas utilizadas alguns dos dados encontram-se em anexo.

Tabela 9 - Grupos Térmicos considerados no estudo com potência e FOR.

Grupos Térmicos		Potência (MW)	F.O.R.
1	G1	32	0,0783
2	G2	32	0,0783
3	G3	118	0,0725
4	G4	118	0,0725
5	G5	118	0,0725
6	G6	118	0,0725
7	G7	119	0,0783
8	G8	119	0,0783
9	G9	237	0,0725
10	G10	237	0,0725
11	G11	237	0,0725
12	G12	237	0,0725
13	G13	298	0,0783
14	G14	298	0,0783
15	G15	298	0,0783
16	G16	298	0,0783
17	G17	83	0,0725
18	G18	83	0,0725
19	G19	292	0,0783
20	G20	292	0,0783
21	G21	330	0,0725
22	G22	330	0,0725
23	G23	330	0,0725
24	G24	392	0,0783
25	G25	392	0,0783
26	G26	392	0,0783

A tabela de manutenção apresenta o número do grupo a ser intervencionado conjuntamente com dias e horas de saída de serviço e reentrada em serviço.

Tabela 10 - Manutenção de Grupos Térmicos

Manutenção Grupos Térmicos				
Grupo	Saída		Reentrada	
1	05-01-2006	8:00	21-01-2006	23:00
5	02-03-2006	8:00	12-03-2006	23:00
9	21-04-2006	8:00	01-05-2006	23:00
11	10-06-2006	8:00	20-06-2006	23:00
13	30-07-2006	8:00	09-08-2006	23:00
17	18-09-2006	8:00	28-09-2006	23:00
19	07-11-2006	8:00	17-11-2006	23:00

As séries hídricas encontram-se em anexo e correspondem aos seguintes perfis hídricos:

- Série 1 - Perfil de um ano regular
- Série 2 - Perfil de um ano seco
- Série 3 - Perfil de um ano húmido

O diagrama de Cargas Anual será apresentado em anexo, no entanto, pode ser apresentado um fragmento correspondendo a um dia do ano.

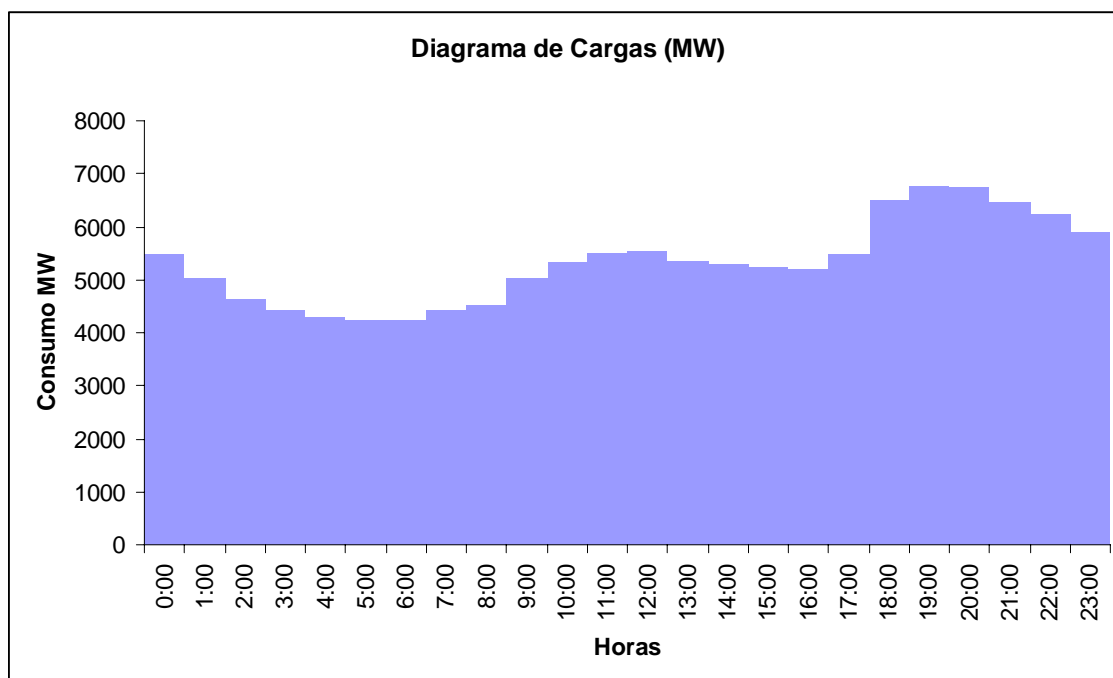


Figura 5 - Diagrama de Cargas (Fragmento)

As Série Eólicas encontram-se igualmente apresentadas em anexo e consistem em 3 perfis de disponibilidade típicos, sendo que a série 1 possui valor anual de disponibilidade de 3.010.996 MW, a série 2 de 3.510.525 MW e a série 3 de 3.038.847 MW.

4.3 Resultados Obtidos

Tabela 11 - Resultados Mensais

Hídrica	Eólica	Janeiro			Fevereiro		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	0,555200557	0,000760549	0,151864219	1,203385896	0,001648474	0,367394326
	Série 2	0,144921565	0,000198523	0,034684843	0,874867072	0,001198448	0,265768689
	Série 3	0,324776293	0,000444899	0,083898581	0,366011452	0,000501386	0,091772362
Série 2	Série 1	0,61360491	0,000840555	0,169565451	2,067193521	0,002831772	0,660256126
	Série 2	0,163151669	0,000223495	0,039327998	1,497083245	0,002050799	0,478132341
	Série 3	0,362850008	0,000497055	0,094320387	0,706290526	0,000967521	0,186340427
Série 3	Série 1	0,058846424	8,06115E-05	0,014117459	0,225759604	0,00030926	0,059832764
	Série 2	0,01150235	1,57566E-05	0,002473394	0,163882276	0,000224496	0,043255652
	Série 3	0,030309887	4,15204E-05	0,00693573	0,047824816	6,55134E-05	0,010676521

Hídrica	Eólica	Março			Abril		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	0,002134435	2,92388E-06	0,000432823	7,17532E-08	9,8292E-11	1,07857E-08
	Série 2	0,001146744	1,57088E-06	0,000236924	1,3247E-07	1,81466E-10	2,02167E-08
	Série 3	0,00117979	1,61615E-06	0,000236611	1,25929E-07	1,72505E-10	1,93799E-08
Série 2	Série 1	0,08331149	0,000114125	0,019384183	1,00481E-05	1,37645E-08	1,59003E-06
	Série 2	0,041438037	5,67644E-05	0,009916384	1,76404E-05	2,41649E-08	2,85771E-06
	Série 3	0,048236701	6,60777E-05	0,011021174	1,64598E-05	2,25476E-08	2,68983E-06
Série 3	Série 1	0,005837751	7,99692E-06	0,0011897	7,46176E-09	1,02216E-11	1,06684E-09
	Série 2	0,003119397	4,27315E-06	0,000648864	1,43131E-08	1,9607E-11	2,07987E-09
	Série 3	0,003229147	4,42349E-06	0,000650392	1,38518E-08	1,8975E-11	2,03046E-09

Hídrica	Eólica	Maio			Junho		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	3,09273E-06	4,23662E-09	5,30182E-07	7,96373E-06	1,09092E-08	1,33718E-06
	Série 2	1,50555E-06	2,0624E-09	2,55379E-07	8,99266E-06	1,23187E-08	1,5081E-06
	Série 3	8,51566E-07	1,16653E-09	1,38541E-07	1,03189E-05	1,41355E-08	1,73013E-06
Série 2	Série 1	1,23169E-05	1,68725E-08	2,18627E-06	2,43759E-05	3,33917E-08	4,18917E-06
	Série 2	6,1114E-06	8,37179E-09	1,07181E-06	2,75516E-05	3,77419E-08	4,7303E-06
	Série 3	3,64344E-06	4,99102E-09	6,13249E-07	3,16754E-05	4,3391E-08	5,43466E-06
Série 3	Série 1	8,19546E-07	1,12267E-09	1,34845E-07	1,56869E-06	2,14889E-09	2,52002E-07
	Série 2	3,90597E-07	5,35064E-10	6,35551E-08	1,76658E-06	2,41997E-09	2,83389E-07
	Série 3	2,06443E-07	2,82798E-10	3,22488E-08	2,0244E-06	2,77315E-09	3,24292E-07

Hídrica	Eólica	Julho			Agosto		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	0,000632884	8,66965E-07	0,000123278	0,00017755	2,4322E-07	3,06643E-05
	Série 2	0,000607115	8,31665E-07	0,000117273	0,00015954	2,18548E-07	2,81352E-05
	Série 3	0,000626345	8,58007E-07	0,00012013	0,000340721	4,66741E-07	6,09878E-05
Série 2	Série 1	0,001518656	2,08035E-06	0,000302414	0,000759426	1,04031E-06	0,000136379
	Série 2	0,001458421	1,99784E-06	0,000289086	0,000662215	9,07144E-07	0,000121766
	Série 3	0,001503998	2,06027E-06	0,000296875	0,001387067	1,90009E-06	0,000259119
Série 3	Série 1	0,00010413	1,42644E-07	1,9353E-05	7,59872E-06	1,04092E-08	1,2424E-06
	Série 2	9,8723E-05	1,35237E-07	1,82104E-05	7,11521E-06	9,74686E-09	1,18659E-06
	Série 3	0,000100789	1,38067E-07	1,85642E-05	1,5654E-05	2,14438E-08	2,64555E-06

Hídrica	Eólica	Setembro			Outubro		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	0,003104434	4,25265E-06	0,000580399	0,024503437	3,35664E-05	0,004945519
	Série 2	0,00739606	1,01316E-05	0,001424853	0,019325358	2,64731E-05	0,00379991
	Série 3	0,009736075	1,33371E-05	0,001904971	0,018661166	2,55632E-05	0,003697826
Série 2	Série 1	0,003803317	5,21002E-06	0,000718247	0,015838832	2,1697E-05	0,003155522
	Série 2	0,008964977	1,22808E-05	0,001745693	0,012373854	1,69505E-05	0,002403811
	Série 3	0,011718363	1,60526E-05	0,002321527	0,011994606	1,6431E-05	0,00234541
Série 3	Série 1	7,25084E-05	9,93266E-08	1,23354E-05	0,000920265	1,26064E-06	0,000166073
	Série 2	0,000188792	2,58619E-07	3,29761E-05	0,000671231	9,19494E-07	0,000118411
	Série 3	0,000261285	3,57925E-07	4,63546E-05	0,000662919	9,08108E-07	0,000117836

Hídrica	Eólica	Novembro			Dezembro		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	0,080019364	0,000109616	0,017201067	1,748735848	0,002395529	0,496329782
	Série 2	0,064772806	8,87299E-05	0,014206117	2,761852087	0,003783359	0,86118546
	Série 3	0,054521221	7,46866E-05	0,011479733	2,738038065	0,003750737	0,873898823
Série 2	Série 1	0,243135589	0,000333062	0,055665601	7,497517582	0,010270572	2,52664267
	Série 2	0,192525478	0,000263734	0,044950046	10,33522944	0,014157849	3,808937702
	Série 3	0,171134799	0,000234431	0,038151998	9,803888286	0,013429984	3,726312811
Série 3	Série 1	0,066002237	9,0414E-05	0,01407616	3,677195124	0,005037254	1,128344202
	Série 2	0,053704083	7,35672E-05	0,011667221	5,412221941	0,007414003	1,828479479
	Série 3	0,044906308	6,15155E-05	0,009353545	5,276904611	0,007228636	1,824500797

Tabela 12 - Resultados Anuais

Hídrica	Eólica	Total		
		LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	Série 1	3,617905535	0,000413003	0,08657533
	Série 2	3,875058979	0,000442358	0,098454499
	Série 3	3,513902425	0,00040113	0,088922659
Série 2	Série 1	10,52673007	0,001201682	0,286319547
	Série 2	12,25293864	0,001398737	0,365486124
	Série 3	11,11905613	0,001269299	0,338448205
Série 3	Série 1	4,034748038	0,000460588	0,101479973
	Série 2	5,64539808	0,000644452	0,157224645
	Série 3	5,404217661	0,00061692	0,154358562

É possível ainda calcular indicadores globais adicionais. Neste caso, é admitido que todos os cenários possuem a mesma probabilidade de ocorrência. Os indicadores globais não são calculados automaticamente no decorrer do processo, uma vez que, se assume serem de cálculo expedito e que poderão não ser relevantes em todos os estudos.

Tabela 13 - Valores Globais Mensais

	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Janeiro	0,251684851	0,000344774	0,066354229
Fevereiro	0,794699823	0,00108863	0,240381023
Março	0,021070388	2,88635E-05	0,00485745
Abril	4,946E-06	6,77534E-09	7,99237E-07
Maio	3,21536E-06	4,4046E-09	5,58454E-07
Junho	1,29153E-05	1,76922E-08	2,1988E-06
Julho	0,000739007	1,01234E-06	0,00014502
Agosto	0,000390765	5,35295E-07	7,13474E-05
Setembro	0,005027313	6,88673E-06	0,000976373
Outubro	0,011661296	1,59744E-05	0,002305591
Novembro	0,107857987	0,000147751	0,024083499
Dezembro	5,47239811	0,007496436	1,897181303

Em relação à Tabela 13 é necessário salientar que, embora os valores do LOLE representem a média dos valores mensais, caso se pretenda obter os valores anuais globais a partir desta tabela, é necessário igualmente efectuar a soma de todos os meses para se obter o valor anual do LOLE e efectuar a média dos valores mensais para se obter o LOLP e a PNS.

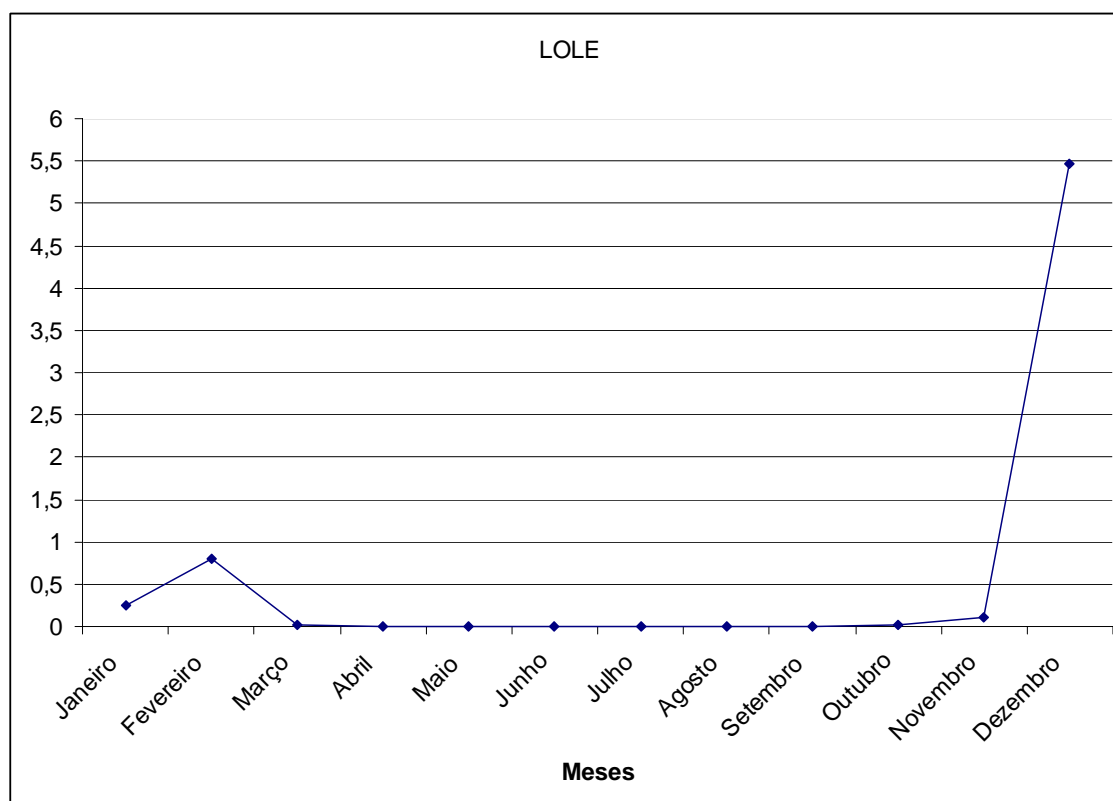


Figura 6 - Evolução mensal do LOLE

Tabela 14 - Valores Médios Globais por Série

Hídrica	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	3,668955646	0,000418831	0,091317496
Série 2	11,29957495	0,001289906	0,330084625
Série 3	5,02812126	0,000573986	0,137687727

Eólica	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Série 1	6,059794546	0,000691757	0,15812495
Série 2	7,257798566	0,000828516	0,207055089
Série 3	6,679058739	0,00076245	0,193909809

Tabela 15 - Valores Médios Globais

Global	LOLE	LOLP	PNS (MW)
	6,665550617	0,000760908	0,186363283

O método necessitou de um tempo de computação de aproximadamente 23 horas para calcular todas as séries.

4.4 Discussão dos Resultados Obtidos

Numa primeira análise é possível concluir que no global a probabilidade de corte de carga (LOLP) é de aproximadamente 0,07%, com um risco de corte de carga de 6,66 horas/ano e com um potência média cortada de 0,186MW. Daqui se pode inferir que o sistema produtor, para um dado cenário de consumo anual, é capaz de responder a várias solicitações hídricas e eólicas com um comportamento global bastante aceitável.

Alargando a análise aos resultados por tipo de série começaram a surgir resultados interessantes, uma vez que, contrariam as expectativas iniciais.

Analisando os valores médios das séries eólicas, da Tabela 14, constata-se que a série que permite obter melhores indicadores de fiabilidade é a série 1. Ora, a série 1, corresponde ao perfil com menor produção global, o que à partida levaria a supor que seria a série com pior possibilidade de originar os melhores valores. A juntar a este facto constatou-se, igualmente, que a série que à partida reunia as melhores condições para minimizar o risco de perda de carga e reduzir a probabilidade de perda de carga, a série 2, foi a que apresentou piores resultados.

Examinando os resultados da média das séries hídricas, na Tabela 14, é possível aferir que se obtém resultados igualmente atípicos para o esperado. Uma vez mais o perfil, que à partida, se supunha ser o mais vantajoso, correspondendo à série 3, acabou por se verificar ser pior que um cenário menos favorável à partida, correspondendo à série 1. No caso das hídricas, no entanto, o perfil correspondendo à série 2 revelou ser o pior, o que se justifica com o facto de representar um ano seco, pelo que reunia a menor disponibilidade de produção.

Focando a análise nos valores obtidos, mensalmente, a partir da Tabela 13, constata-se que o mês de Dezembro é o que retorna os piores indicadores, sendo o principal responsável pelos valores obtidos. Na realidade, em termos globais, o mês de Dezembro é responsável por 80% do valor final do LOLE.

Torna-se necessário compreender as particularidades do mês de Dezembro em termos de produção hídrica e eólica.

Analisando os valores totais de produção para o mês de Dezembro verifica-se que a série hídrica 1 apresenta uma disponibilidade total de 3.243 MW, a série hídrica 2 de 2.863 MW e a série hídrica 3 de 3.057 MW, o que indica que, apesar da série 3 representar um perfil correspondente a um ano húmido, o valor de potência disponível é inferior ao da série 1.

Efectuando, uma análise semelhante para a produção eólica é possível constatar que, da mesma forma, a série que, à partida, apresentava maior disponibilidade global, a série 1, no mês de Dezembro era a que possuía menor valor total de potência, somente 104.566 MW, contra os 174.806 MW da série 3 e os 169.484 MW da série 1.

Embora esta análise tenha permitido justificar a razão pela qual as séries com os perfis globais de disponibilidade mais elevados, resultem em piores indicadores de fiabilidade, não explica a razão do mês de Dezembro possuir valores tão distintos dos restantes meses. No entanto, o mesmo poderá ser explicado recorrendo aos valores globais de produção e ao valor da carga consumida nesse período. De facto, o valor da carga em Dezembro é o mais elevado de todo o ano. Tal pode ser justificados com o facto de se ter usado perfis de consumo de baixa tensão e o mês de Dezembro ser um mês de Inverno e geralmente com muito frio.

Adicionando a elevada carga à fraca disponibilidade quer hídrica, quer eólica criou-se um cenário bastante desfavorável o que originou a divergência de resultados, quando comparados com os restantes meses do ano. Atente-se para o facto de: que quer nas séries hídricas, quer

nas séries eólicas, o valor das potências globais em Dezembro é inferior à média anual. No caso das séries eólicas o valor é praticamente metade do valor médio anual.

Tabela 16 - Valores de Potência Dezembro

Hídrica	Valor Dezembro MW	Média Anual MW
Série 1	3.243	3.460
Série 2	2.863	3.226
Série 3	3.057	3.704

Eólica	Valor Dezembro MW	Média Anual MW
Série 1	169.484	250.916
Série 2	104.566	292.544
Série 3	174.806	253.237

Convém referir que os valores apresentados na tabela anterior, são só importantes para aferir a diferença entre as séries de cada tipo, pois possuem uma dimensão totalmente díspar, uma vez que o valor apresentado para as séries eólicas consiste no somatório da disponibilidade horária, ou seja, somatório das potências, de aproximadamente 730 horas, enquanto os valores das séries hídricas correspondem ao somatório das potências dos grupos hídricos para o mês de Dezembro.

De notar, que neste exemplo, a única possibilidade de confrontação de resultados é entre as séries hídricas e eólicas dado que a disponibilidade térmica e as acções de manutenção permaneceram constantes em todo o processo, não possibilitando por exemplo grandes considerações em relação ao impacto da manutenção nos resultados finais.

No entanto, uma vez que existe interesse em estudar o impacto que as acções de manutenção podem originar nos SEE, foram efectuadas novas simulações com novos cenários, num sistema de menor dimensão.

Para tal, foram retiradas as séries hídricas e eólicas, mantendo o mesmo diagrama de cargas. Para conferir alguma estabilidade ao sistema foi necessário alterar a potência disponível térmica, tendo-se, então, optado por utilizar vinte e seis grupos iguais de 400 MW.

Na primeira simulação foram mantidas as mesmas condições de manutenção do sistema, em estudo, tendo-se optado, nos restantes cenários, por colocar os mesmos grupos em manutenção mas em meses consecutivos, ou seja, no segundo caso os grupos foram colocados em manutenção em Janeiro e Fevereiro, no terceiro em Março e Abril e assim sucessivamente. Após todas as simulações obtiveram-se os resultados expostos na tabela seguinte.

Tabela 17 - Cenários de Manutenção

		Dispersa	Janeiro / Fevereiro	Maço / Abril	Maio / Junho	Julho / Agosto	Setembro / Outubro	Novembro / Dezembro
Janeiro	LOLE	0,19814	1,10085	0,10288	0,10288	0,10288	0,10288	0,10288
	LOLP	0,00027	0,00151	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014	0,00014
	PNS	0,05871	0,36057	0,02806	0,02806	0,02806	0,02806	0,02806
Fevereiro	LOLE	0,14826	1,07834	0,14826	0,14826	0,14826	0,14826	0,14826
	LOLP	0,00020	0,00148	0,00020	0,00020	0,00020	0,00020	0,00020
	PNS	0,04921	0,38993	0,04921	0,04921	0,04921	0,04921	0,04921
Março	LOLE	0,04601	0,01318	0,09823	0,01318	0,01318	0,01318	0,01318
	LOLP	0,00006	0,00002	0,00013	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002
	PNS	0,01404	0,00392	0,03021	0,00392	0,00392	0,00392	0,00392
Abril	LOLE	0,00015	0,00008	0,00108	0,00008	0,00008	0,00008	0,00008
	LOLP	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
	PNS	0,00003	0,00002	0,00027	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002
Maio	LOLE	0,00029	0,00029	0,00029	0,00699	0,00029	0,00029	0,00029
	LOLP	0,00000	0,00000	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000
	PNS	0,00008	0,00008	0,00008	0,00203	0,00008	0,00008	0,00008
Junho	LOLE	0,00137	0,00083	0,00083	0,01224	0,00083	0,00083	0,00083
	LOLP	0,00000	0,00000	0,00000	0,00002	0,00000	0,00000	0,00000
	PNS	0,00038	0,00024	0,00024	0,00377	0,00024	0,00024	0,00024
Julho	LOLE	0,00925	0,00905	0,00905	0,00905	0,09526	0,00905	0,00905
	LOLP	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00013	0,00001	0,00001
	PNS	0,00231	0,00227	0,00227	0,00227	0,02545	0,00227	0,00227
Agosto	LOLE	0,00252	0,00065	0,00065	0,00065	0,00691	0,00065	0,00065
	LOLP	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000
	PNS	0,00063	0,00015	0,00015	0,00015	0,00172	0,00015	0,00015
Setembro	LOLE	0,00451	0,00233	0,00233	0,00233	0,00233	0,02006	0,00233
	LOLP	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00003	0,00000
	PNS	0,00119	0,00060	0,00060	0,00060	0,00060	0,00554	0,00060
Outubro	LOLE	0,00143	0,00143	0,00143	0,00143	0,00143	0,00819	0,00143
	LOLP	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00001	0,00000
	PNS	0,00037	0,00037	0,00037	0,00037	0,00037	0,00238	0,00037
Novembro	LOLE	0,00976	0,00543	0,00543	0,00543	0,00543	0,00543	0,07977
	LOLP	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	0,00011
	PNS	0,00254	0,00155	0,00155	0,00155	0,00155	0,00155	0,02392
Dezembro	LOLE	0,38391	0,38391	0,38391	0,38391	0,38391	0,38391	1,80490
	LOLP	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00053	0,00247
	PNS	0,13646	0,13646	0,13646	0,13646	0,13646	0,13646	0,67644
Total	LOLE	0,80560	2,59638	0,75437	0,68642	0,76078	0,69281	2,16364
	LOLP	0,00009	0,00030	0,00009	0,00008	0,00009	0,00008	0,00025
	PNS	0,02216	0,07468	0,02079	0,01903	0,02064	0,01916	0,06544

A partir destes resultados é possível verificar o impacto que a manutenção pode produzir nos indicadores de fiabilidade. Como se constata o melhor período, dos analisados, para efectuar a manutenção é nos meses de Maio e Junho, sendo os piores Janeiro e Fevereiro.

Um resultado interessante é o do primeiro cenário com distribuição dispersa, pois traduz piores resultados que outros cenários com manutenção concentrada em apenas dois meses.

Este estudo permitiu apenas visualizar o impacto que a manutenção pode originar nos sistemas, sem que tenha existido qualquer interesse em determinar qual o melhor cenário para realizar as acções de manutenção. Para tal será necessário integrar este estudo em métodos de apoio à decisão.

Para terminar a avaliação do método foi efectuada uma simulação adicional recorrendo ao mesmo sistema de teste mas tendo-se arredondado os valores de potência térmica e hídrica à dezena. Desta forma o passo para a construção da tabela de capacidades fora de serviço passou a ser de 10 MW em 10 MW e não de 1 MW em 1 MW como no primeiro caso.

Com esta nova simulação pretendeu-se testar a qualidade dos resultados face ao tempo de computação.

Tabela 18 - Valores Médios Globais utilizando valores arredondados

	LOLE	LOLP	PNS (MW)
Global	6,711373973	0,000766139	0,187986402

Comparando os resultados globais de ambas as simulações é possível afirmar que o erro do LOLE utilizando valores arredondados é inferior a 1% tendo o programa necessitado de apenas 3 horas para calcular os resultados de todas as séries, utilizando a mesma máquina que na versão anterior. O que se traduz numa poupança de cerca de 20 horas.

5 Conclusões Finais e Perspectivas Futuras

A primeira conclusão a retirar é a de que o objectivo inicial, de implementar um método analítico cronológico que possibilitasse a obtenção de índices de fiabilidade (LOLP, LOLE e PNS) para um SEE de qualquer dimensão, foi atingido.

Em relação à manutenção, o método revelou-se um apoio importante, pois permite avaliar quais os melhores momentos para realizar acções de manutenção programadas, tipicamente preventivas, permitindo deste modo diminuir o risco de perda de carga. Poderá ser uma ferramenta a implementar em conjunto com métodos de apoio à decisão para escolher quais os melhores momentos para realizar as acções de manutenção.

Uma última referência para o tempo de computação do método, versus a sua precisão. Conforme foi comprovado, embora manualmente, a utilização de métodos de arredondamento ou truncagem para construção da tabela de capacidade fora de serviço, pode acelerar o processo e reduzir o tempo de computação, sem alterar substancialmente os resultados finais, pelo menos em sistemas de grande dimensão. Esta será, seguramente, uma das acções possíveis de melhoria a aplicar ao método.

Outras acções de melhoria passarão por reestruturar a modelização das séries eólicas, possibilitar a inclusão de outros tipos de grupos (por exemplo solar, marés, etc.), permitindo um estudo ainda mais alargado dos sistemas, bem como o desenvolvimento de novas metodologias de cálculo para séries múltiplas (por exemplo vários diagramas de carga, etc.) num só cenário.

Referências

- [1] R. Billinton and w. Li, *Reliability Assessment Of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: plenum press, 1994.
- [2] M. V. F. Pereira and N. J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation” in *Proceedings Of The IEEE (invited paper)*, vol. 80, no. 4, April 1992.
- [3] J. Endrenyi, g. J. Anders, and a. M. Leite da silva, “Probabilistic Evaluation Of The Effect Of Maintenance On Reliability\—An Application,” *IEEE trans. Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 576-583, may 1998.
- [4] A M. Silva; V. Miranda; R. Sales; M. Aguiar; M. A. Matos; J. A. P. Lopes. Análise de bem-estar de sistemas de geração com elevada penetração de energia renovável. In: xviii snptee (cd-rom), artigo gpl-275, 2005, Curitiba/PR. Anais do XVIII SNPTEE - Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Eléctrica, 2005. P. 1-7.
- [5] R. Billinton and r. N. Allan, *reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [6] R. Billinton and r. N. Allan, *Reliability Assessment of Power Systems*, London: Pitman Publishing Limited, 1984.
- [7] V. Miranda. *Fiabilidade Em Sistemas De Potência – Uma Introdução, Versão 2.0 – Fevereiro de 2006*: Porto, Portugal.
- [8] R. Billinton and ran mo, *impact of equipment availability on composite system reliability*, Canada: May 2003.
- [9] REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. *Caracterização da RNT para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2006*: Portugal, Maio 2006.

ANEXOS

ANEXO A. Tabelas Dados de Entrada

Séries Hídricas

Série Hídrica1

Grupos Hídricos			Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Série 1	F.O.R.		Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)
27	G27	0,0203	352	303	523	618	630	609	568	443	294	200	274	354
28	G28	0,0203	12	13	16	15	15	14	13	13	13	13	12	13
29	G29	0,0203	357	361	357	357	360	362	358	352	349	349	354	355
30	G30	0,0203	189	191	189	189	191	192	190	186	185	185	187	188
31	G31	0,0203	232	235	232	233	234	236	233	229	227	227	230	231
32	G32	0,0203	180	182	180	180	182	183	181	178	176	176	179	179
33	G33	0,0203	232	235	232	233	234	236	233	229	227	227	230	231
34	G34	0,0203	174	177	174	175	176	177	175	172	170	170	173	174
35	G35	0,0203	195	197	195	195	196	198	196	192	190	190	193	194
36	G36	0,0203	113	115	114	114	115	115	114	112	111	111	113	113
37	G37	0,0203	30	34	41	39	39	35	34	33	33	32	32	33
38	G38	0,0203	136	137	136	136	137	138	136	134	133	133	135	135
39	G39	0,0203	35	40	47	46	45	41	39	39	39	38	37	38
40	G40	0,0203	74	84	100	97	95	87	83	82	81	79	79	80
41	G41	0,0203	110	95	163	193	196	190	177	138	92	63	86	110
42	G42	0,0203	22	25	30	29	28	26	24	24	24	23	23	24
43	G43	0,0203	32	36	43	42	41	38	36	36	35	34	34	35
44	G44	0,0203	70	60	104	123	125	121	113	88	59	40	55	71
45	G45	0,0203	188	162	279	330	336	325	303	237	157	107	146	189
46	G46	0,0203	13	14	17	17	16	15	14	14	14	14	14	14
47	G47	0,0203	21	24	28	27	27	25	23	23	23	22	22	23
48	G48	0,0203	128	130	128	128	129	130	129	126	125	125	127	127
49	G49	0,0203	56	63	75	73	71	65	62	62	61	60	59	60
50	G50	0,0203	23	26	31	30	29	27	26	25	25	25	24	25
51	G51	0,0203	82	93	110	107	105	96	91	90	90	87	87	89
52	G52	0,0203	21	24	29	28	27	25	24	24	23	23	23	23
53	G53	0,0203	134	116	199	236	240	232	217	169	112	76	105	135

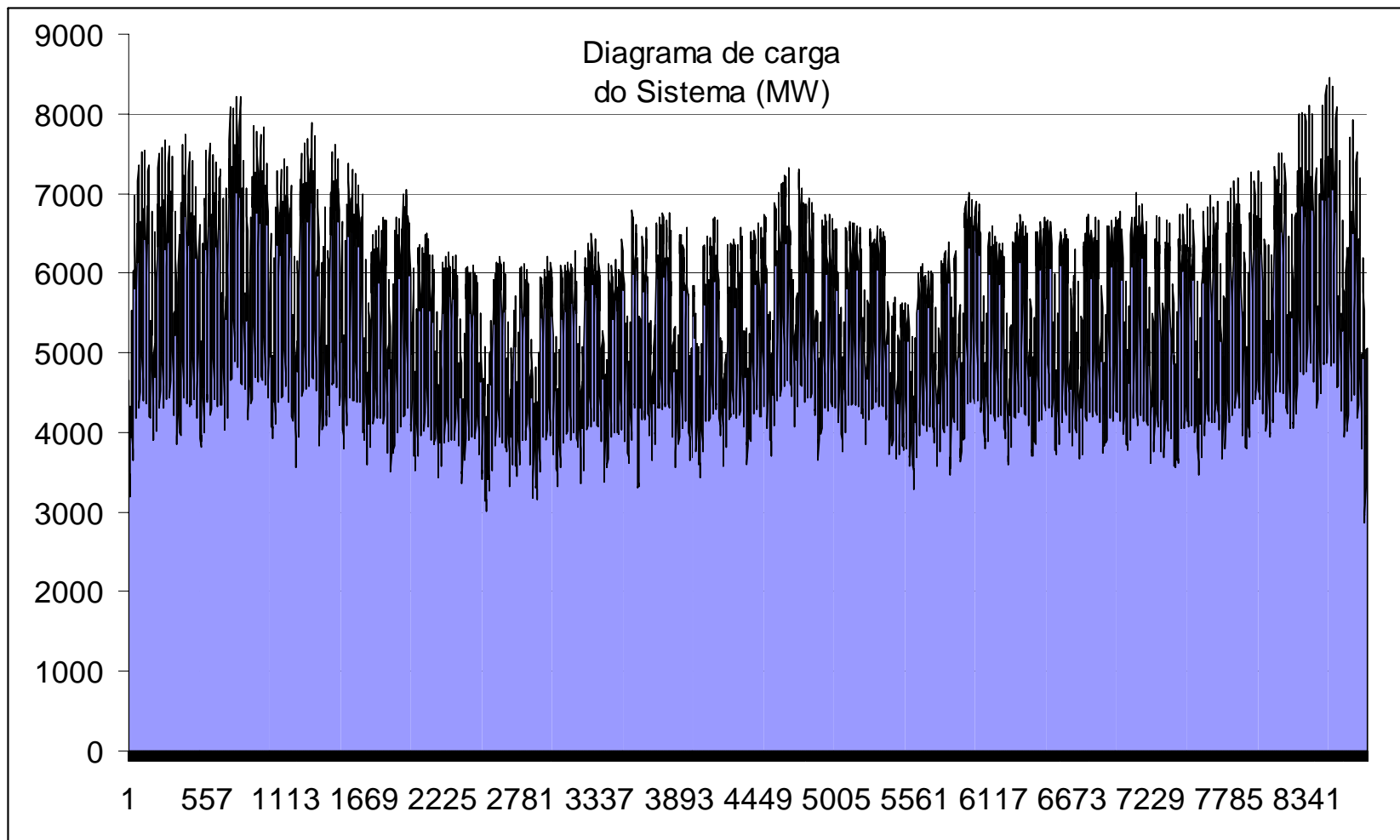
Série Hídrica 2

Grupos Hídricos			Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Série 2	F.O.R.	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)
27	G27	0,0203	355	305	360	387	619	587	551	403	312	253	238	269
28	G28	0,0203	11	10	10	10	10	10	10	9	9	9	8	8
29	G29	0,0203	354	354	346	358	359	365	359	358	362	364	363	358
30	G30	0,0203	187	188	183	189	190	193	190	190	191	192	192	190
31	G31	0,0203	230	231	225	233	233	238	234	233	235	237	236	233
32	G32	0,0203	179	179	175	180	181	184	181	181	183	183	183	181
33	G33	0,0203	230	231	225	233	233	238	234	233	235	237	236	233
34	G34	0,0203	173	173	169	175	175	178	175	175	177	178	177	175
35	G35	0,0203	193	193	189	195	196	199	196	195	197	198	198	195
36	G36	0,0203	113	113	110	114	114	116	114	114	115	116	115	114
37	G37	0,0203	29	27	26	26	27	26	26	23	23	23	21	19
38	G38	0,0203	135	135	132	136	136	139	136	136	138	138	138	136
39	G39	0,0203	34	31	30	30	31	31	31	27	27	26	24	22
40	G40	0,0203	72	65	63	63	66	65	64	56	57	56	51	46
41	G41	0,0203	111	95	112	121	193	183	172	126	97	79	74	84
42	G42	0,0203	21	19	19	19	20	19	19	17	17	17	15	14
43	G43	0,0203	31	28	28	27	29	28	28	24	25	24	22	20
44	G44	0,0203	71	61	72	77	123	117	110	80	62	51	48	54
45	G45	0,0203	189	163	192	207	331	314	294	215	167	135	127	144
46	G46	0,0203	12	11	11	11	11	11	11	10	10	10	9	8
47	G47	0,0203	20	18	18	18	19	18	18	16	16	16	15	13
48	G48	0,0203	127	127	124	128	129	131	129	129	130	130	130	129
49	G49	0,0203	54	49	48	47	49	49	48	42	43	42	39	35
50	G50	0,0203	22	20	20	20	20	20	20	17	18	17	16	15
51	G51	0,0203	79	72	70	69	73	72	71	61	63	61	56	51
52	G52	0,0203	21	19	18	18	19	19	19	16	17	16	15	14
53	G53	0,0203	135	117	137	148	236	224	210	154	119	97	91	103

Série Hídrica 3

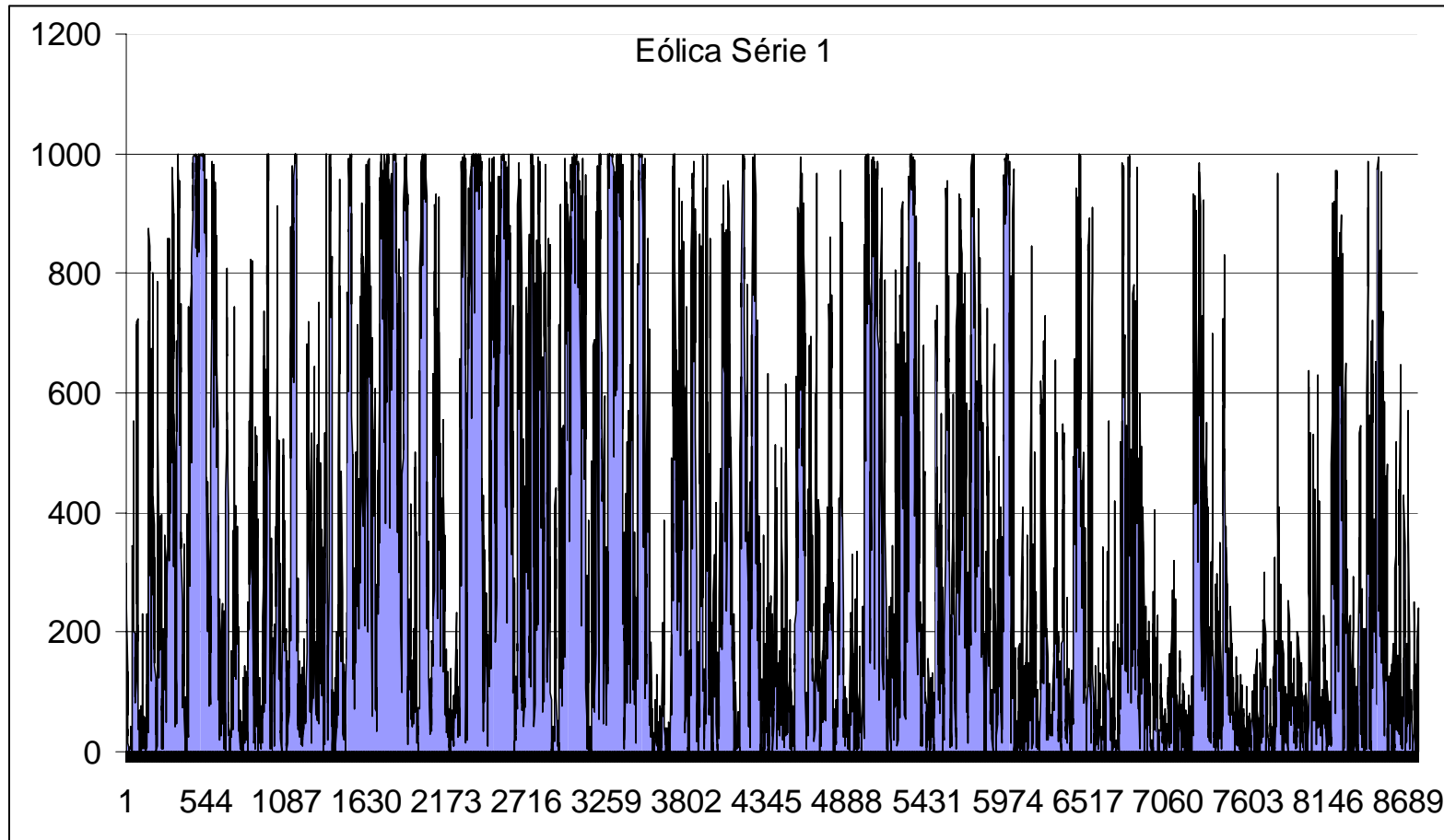
Grupos Hídricos			Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Série 3	F.O.R.		Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)	Potência (MW)
27	G27	0,0203	473	329	339	606	609	598	600	544	443	361	287	297
28	G28	0,0203	15	21	22	22	22	21	19	17	17	15	13	12
29	G29	0,0203	369	369	357	362	352	354	358	364	360	355	352	348
30	G30	0,0203	195	195	189	192	186	187	190	192	190	188	186	184
31	G31	0,0203	240	240	232	236	229	230	233	237	234	231	229	227
32	G32	0,0203	186	186	180	183	178	179	181	183	182	179	178	176
33	G33	0,0203	240	240	232	236	229	230	233	237	234	231	229	227
34	G34	0,0203	180	180	174	177	172	173	175	178	176	174	172	170
35	G35	0,0203	201	201	194	198	192	193	195	198	196	194	192	190
36	G36	0,0203	117	117	113	115	112	113	114	116	114	113	112	111
37	G37	0,0203	38	54	58	57	56	54	49	45	43	38	33	32
38	G38	0,0203	140	140	136	138	134	135	136	138	137	135	134	132
39	G39	0,0203	45	64	68	67	66	64	57	53	50	45	38	37
40	G40	0,0203	95	134	144	142	138	134	120	111	106	94	81	79
41	G41	0,0203	148	103	106	189	190	187	187	170	138	113	90	93
42	G42	0,0203	28	39	42	42	41	40	35	33	31	28	24	23
43	G43	0,0203	41	58	62	61	60	58	52	48	46	41	35	34
44	G44	0,0203	94	66	68	121	121	119	119	108	88	72	57	59
45	G45	0,0203	253	176	181	324	325	319	320	290	236	193	153	159
46	G46	0,0203	16	23	24	24	23	23	20	19	18	16	14	14
47	G47	0,0203	27	38	40	40	39	38	34	31	30	26	23	22
48	G48	0,0203	132	132	128	130	126	127	128	130	129	127	126	125
49	G49	0,0203	71	101	108	106	104	101	90	83	80	71	61	59
50	G50	0,0203	29	41	44	44	43	41	37	34	33	29	25	24
51	G51	0,0203	105	148	159	156	153	148	133	123	117	104	89	87
52	G52	0,0203	27	39	41	41	40	39	35	32	31	27	23	23
53	G53	0,0203	181	126	129	231	232	228	229	208	169	138	110	113

Diagrama de Cargas Anual

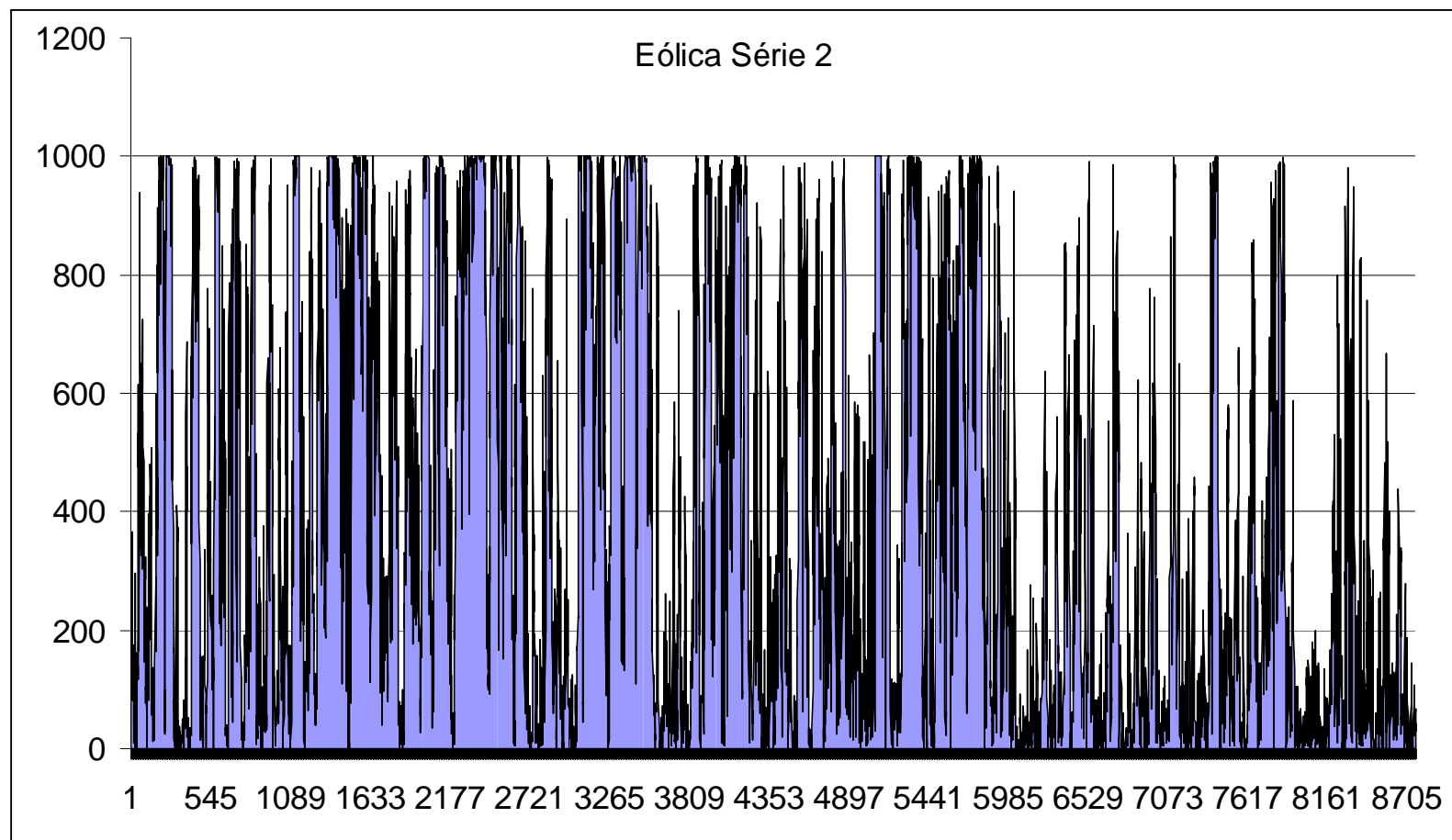


Séries Eólicas

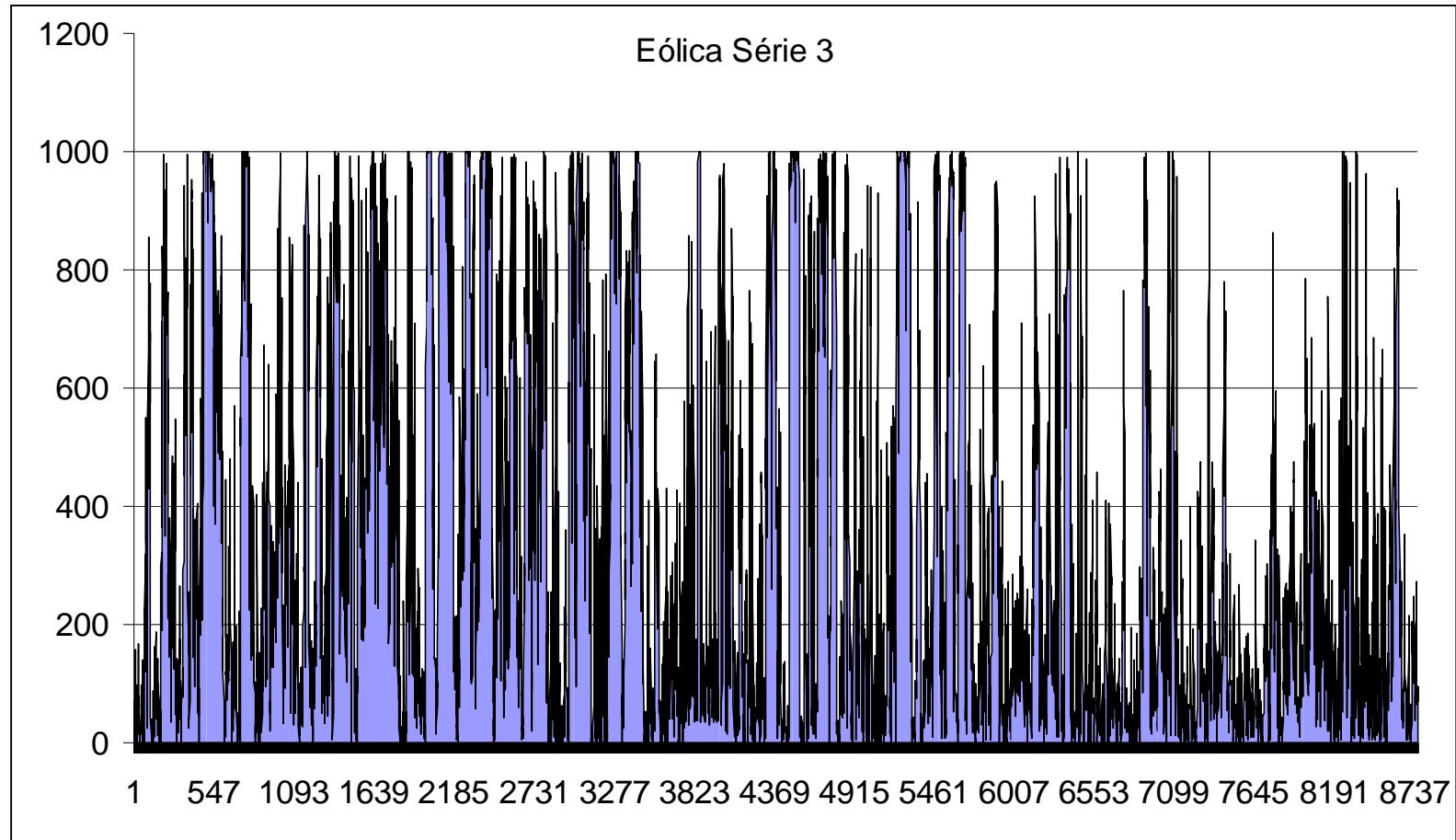
Série Eólica 1



Série Eólica 2



Série Eólica 3



ANEXO B. Manual de Utilização

Os dados de entrada são introduzidos nas folhas “Térmica e Hídrica” e “Carga e Eólica”, sendo os resultados impressos na folha “Resultados Finais”.

Os valores de potência e carga a introduzir são valores em potência e em MW.

Preenchimento dos dados de entrada

Na folha “Térmica e Hídrica” são inseridos os dados relativos aos grupos térmicos e grupos hídricos que constituem o sistema.

Grupos Térmicos

- Os valores de Potência (em MW) e de F.O.R dos grupos térmicos são colocados nas Colunas C e D, respectivamente. Os grupos térmicos têm um número de ordem sequencial (na Coluna A), para permitir a sua identificação na tabela referente à manutenção. Opcionalmente, poderá ser introduzido o nome do grupo na Coluna B.
- Os grupos a colocar em manutenção são identificados através dos seus números de ordem, devendo ser colocados na Coluna F. Nas Colunas G e H são inseridas, respectivamente, as datas e horas de saída para manutenção. Nas Colunas I e J são colocadas as datas e horas da reentrada dos grupos em funcionamento.

Séries Hídricas

- Tal como nos grupos térmicos, nas Colunas L e M são colocados os números de ordem e nome dos Grupos da primeira série hídrica. Embora neste caso o número de ordem não seja estritamente necessário, dado que não foi prevista a possibilidade de colocar grupos hídricos em manutenção.
- Igualmente para a primeira série, na Coluna N são introduzidos os valores de F.O.R. de cada grupo hídrico. As respectivas potências são colocadas nas Colunas de O a Z, correspondendo aos doze meses do ano.
- De forma a utilizar um maior número de séries hídricas deve ser copiada a tabela da primeira série e colada nas colunas seguintes (é necessário deixar uma coluna de intervalo entre as várias séries).

Na folha “Carga e Eólica” são inseridos os dados relativos à carga e grupos eólicos que constituem o sistema.

Para facilitar o processo de introdução dos dados iniciais, os valores referentes ao período, data e hora já se encontram preenchidos, uma vez que se pretende que o programa efectue sempre um estudo anual.

De referir que o Programa só está preparado para calcular anos regulares (com 8760 horas anuais). Na eventualidade de se pretender utilizar valores de anos bissextos, deve ser omitido o valor da carga do dia 29 de Fevereiro.

Carga

- Os valores da Carga (MW) são preenchidos na Coluna D, de acordo com o diagrama de cargas horário considerado.

Séries Eólicas

- Deve ser considerado um factor de disponibilidade (fd) de forma a simular a probabilidade de avaria dos grupos.
- Os valores são colocados na Coluna F para a primeira série. As restantes séries devem ser colocadas nas Colunas seguintes (G, H, I, etc.).

Impressão dos Resultados Finais

No final de cada iteração de todas as séries eólicas são impressos os resultados finais na folha “Resultados Finais”. Os valores são, automaticamente, apresentados em função do número de séries Hídricas e Eólicas consideradas, sendo os valores de LOLE, LOLP e PNS apresentados mensalmente e anualmente.