



Evolução da política de planeamento da manutenção na produção de electricidade em Portugal

NELSON DA COSTA MARQUES

julho de 2018

Evolução da política de planeamento da manutenção na produção de eletricidade em Portugal

Nelson da Costa Marques



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2018

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Nelson da Costa Marques, Nº 1130561, 1130561@isep.ipp.pt

Orientação científica: Tiago Branco Andrade, tba@isep.ipp.pt

Empresa: REN – Redes Energéticas Nacionais

Supervisão: Nuno Fidalgo Martins, email: nuno.martins@ren.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2018

“O único homem que está isento de erros, é aquele que não arrisca acertar.”

(Albert Einstein)

Agradecimentos

Agradeço à REN (Redes Energéticas Nacionais) pela oportunidade de realizar este estágio, e por me proporcionar todas as condições para o desenvolvimento deste trabalho.

O meu agradecimento ao Eng^o Tiago Andrade, por todo o apoio prestado ao longo do meu trabalho, pelo tempo despendido na leitura e correção deste relatório, e por último, mas não menos importante, por toda a boa disposição que sempre demonstrou.

Agradeço igualmente ao meu supervisor na REN, Eng^o Nuno Martins, pela ajuda e orientação prestada na realização deste relatório, e principalmente por toda a disponibilidade que teve, na transmissão de todos os conhecimentos ao longo do meu estágio, sempre com uma enorme simpatia.

Agradeço ao Eng^o Ricardo Pereira, por toda a simpatia, disponibilidade, tempo dispendido no esclarecimento das minhas dúvidas e por todas as sugestões pertinentes.

Agradeço à Eng^a Helena Azevedo por toda a simpatia e disponibilidade que teve ao longo da realização do meu trabalho.

Agradeço também à Dr^a Sónia Vilela, por toda a ajuda que me deu na realização deste trabalho.

Expresso também a minha gratidão por todo o afeto que recebi de todas as pessoas que tive a oportunidade de conhecer ao longo do meu estágio, em especial à Eng^a Manuela Damas.

Agradeço a minha mãe, ao meu pai e aos meus avós, por todo o amor incondicional, pelo sacrifício e por me terem criado sem que nunca me faltasse nada. Sem vocês, não seria possível estar aqui hoje.

E por último, agradeço aos meus amigos, aos que tenho comigo de longa data, e aqueles que tive oportunidade de conhecer ao longo do meu curso. Por todas as gargalhadas, conversas, e recordações que levo para a vida. Sem vocês isto não seria a mesma coisa.

Resumo

A monitorização da segurança de abastecimento da produção de eletricidade a nível nacional é uma peça fundamental para avaliar as necessidades do sistema eletroprodutor para fazer face à procura de eletricidade no curto, médio e longo prazo. Neste contexto, a metodologia usada pela REN (Redes Energéticas Nacionais), o operador da rede de transporte (TSO), para estudar a segurança de abastecimento de eletricidade a médio e longo prazo em sistemas eletroprodutores complexos com um número elevado de produção térmica, hidráulica e produção intermitente (eólica e solar), consiste na integração de dois modelos, cada um com as suas vantagens: VALORAGUA e RESERVAS.

Os indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e programadas a serem considerados atualmente nas centrais produtoras (nomeadamente nas grandes centrais térmicas e hídricas), têm por base a informação dos CAE (contratos de aquisição de energia) que foram efetuados pelo grupo EDP, na altura que esta era verticalmente integrada, e têm por base também estudos encomendados pela REN à empresa KEMA. Todas estas informações tomaram como base um sistema eletroprodutor com características diferentes das verificadas nos dias de hoje.

O aumento produção de eletricidade obtida a partir de fontes de energia renovável tem colocado enormes desafios aos operadores da rede de forma a obter soluções para conseguir lidar com o aumento progressivo da complexidade do sistema, que é constituído atualmente por uma percentagem significativa de fontes de produção intermitente.

Face à consciência da necessidade de perceber se os indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e programadas atualmente em uso nos grupos das centrais, estão adequados ao atual panorama do sistema eletroprodutor, e perceber também a eventual necessidade de atualizar os parâmetros usados nos programas VALORAGUA E RESERVAS, foram desenvolvidas duas ferramentas em *Microsoft Office Excel – Visual Basic for Application* capazes de calcular os seguintes parâmetros: FOR (Forced Outage Rate), MOR (Maintenance Outage Rate), Avarias/ano, MTTF (Mean Time To Fail), MTTR (Mean Time To Repair), MTIM (Mean Time In Maintenance), tempo de funcionamento e tempo em paragem com base num ficheiro *.xlsm* relativo ao registo das paragens anuais entre os anos compreendidos entre 2006 e 2017. Com estas ferramentas de cálculo foi possível

automatizar todo o processo de cálculo destes indicadores, sendo que são ferramentas que têm como objetivo, ser usadas no futuro para eventuais estudos de planeamento do sistema eletroprodutor.

Tendo por base os dados recolhidos relativos às paragens das centrais produtoras em estudo, procedeu-se a uma comparação das médias dos indicadores associados às falhas fortuitas entre os anos de 2006 e 2017 com as médias entre os anos de 2000 e 2005 (período do anterior estudo realizado pela REN), de forma a tentar perceber como evoluíram estes indicadores. Foi realizada uma análise estatística que incide sobre a altura do ano em que as centrais têm tendência para realizar as suas manutenções, e um estudo que incidiu sobre as disponibilidades médias consideradas atualmente pela REN nos grupos das centrais.

Os resultados obtidos, permitiram concluir que a taxa de indisponibilidade anual associada a paragens fortuitas diminuiu em grande parte das centrais hídricas nos últimos 12 anos comparativamente ao período entre 2000 e 2005.

Foi possível visualizar em gráfico, em que altura do ano os quatro tipos de produção estudados neste relatório (centrais térmicas a carvão e ciclo combinado, centrais hídricas em albufeira e a fio de água) realizam as suas manutenções, e concluiu-se que nas centrais hídricas, o pico das paragens em manutenção planeada acontece nos meses mais secos (junho a setembro) e que as centrais térmicas encaixam os seus planos de manutenção de forma a poder estar disponíveis quando não existem condições favoráveis à produção de energia hídrica e quando os picos de procura são mais reduzidos (meses de primavera e outubro).

No estudo que incide sobre as disponibilidades médias anuais consideradas atualmente nas grandes centrais produtoras térmicas e hídricas foi possível chegar a alguns resultados conclusivos. Devido a taxas de utilização anuais bastante reduzidas a partir de 2012, os tempos de paragem para manutenção nas centrais a ciclo combinado apresentam uma tendência decrescente. Nas centrais carvão, o tempo médio atualmente a ser usado como referência nas paragens fortuitas, apresenta um valor bastante conservador ao analisar os registos dos tempos de paragens por avaria nos últimos 12 anos.

Palavras-Chave

Fiabilidade (MOR e FOR das centrais), Plano de manutenção, Produção hídrica, Produção térmica, modelos de simulação do sistema eletroprodutor

Abstract

Monitoring the security of supply of electricity production at the national level is a key element in assessing the needs of the electric power system in order to anticipate possible short, medium and long term needs. In this context, the methodology used by REN (National Energy Networks), the transmission system operator (TSO), to study the security of medium and long-term electricity supply in complex systems with a high level of thermal, hydraulic and intermittent production (wind and solar), consists of the integration of two models, each with its advantages: VALORAGUA and RESERVAS.

The reliability indicators associated with the random and scheduled stoppages currently being considered in the production plants (namely in the large thermal and hydroelectric plants), are based on information from the PPAs (power purchase agreements) that were carried out by the EDP group at the time that it was vertically integrated, and also based on studies commissioned by REN from KEMA. All this information was based on an electroproduction system with characteristics different from those verified today.

Increased production of electricity from renewable energy sources has put enormous pressure on network operators to find solutions to deal with the progressive increase in system complexity, which currently consists of a significant proportion of intermittent production.

Given the awareness of the need to understand if the reliability indicators currently in use are adequate to the current panorama of the electroproduction system, and also to realize the possible need to update the parameters used in the VALORAGUA AND RESERVAS programs, two tools were developed in Microsoft Office Excel - Visual Basic for Application, which can calculate the following parameters: FOR (Forced Outage Rate), MOR (Maintenance Outage Rate), Failures / year, Mean Time To Fail (MTTR), Mean Time To Repair (MTTR) Maintenance), running time and downtime based on an .xlsm file relating to the registration of annual stops between the years 2006 and 2017. With these calculation tools it was possible to automate the whole process of calculating these indicators, being tools which are intended to be used in the future for possible studies.

Based on the data collected on the stops of the producing power stations under study, a statistical analysis was carried out which focuses on the height of the year in which the plants

tend to carry out their maintenance, and a study that focused on the average availability considered currently by REN in these plants.

The obtained results, allowed to conclude that the annual unavailability rate associated to random stops decreased in large part of the hydroelectric plants in the last 12 years compared to the period between 2000 and 2005.

It was possible to visualize in charts, at what time of year the four types of production studied in this report (Coal, combined cycle, reservoirs and water line) carry out their maintenance, and it is concluded that in the hydroelectric power stations, the peak of the stops in Planned maintenance takes place in the drier months (June to September) and that thermal power plants fit their maintenance plans so that they can be available when there are no favorable conditions for the production of hydropower and when peak demand is lower (months of spring and october).

In the study that focuses on the annual availability averages currently considered in the large thermal and hydroelectric power plants, it was possible to reach some conclusive results. Due to very low annual utilization rates from 2012 onwards, downtimes for maintenance in combined cycle plants show a decreasing trend. In coal-fired power plants, the average time currently used as a reference in forced outage rates is very conservative when analyzing the records of breakdown times for the last 12 years.

Keywords

Reliability (MOR and FOR of plants), Maintenance plan, Water production, Thermal production, simulation models of the electroproduction system

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice	vii
Índice de tabelas	xi
Índice de equações	xiii
1. Introdução.....	1
1.1 Contextualização.....	1
1.2 Objectivos	3
1.3 Organização do relatório.....	3
2. O setor eletroprodutor em Portugal.....	5
2.1 Caracterização do sistema eletroprodutor nacional	6
2.1.1 Centrais com fontes de energia renovável.....	9
2.1.2 Centrais com fontes de energia não renovável	10
2.2 Evolução da produção e consumo no sistema eletroprodutor português.....	11
3. Fiabilidade do sistema eletroprodutor português	15
3.1 Indicadores de segurança de abastecimento ao nível da produção.....	17
3.1.1 Indicadores determinísticos	17
3.1.2 Indicadores probabilísticos	18
3.2 Indicadores de fiabilidade dos grupos térmicos e hídricos	20
3.2.1 Mean time to repair (MTTR).....	21
3.2.2 Mean time to fail (MTTF)	22
3.2.3 Forced outage rate (FOR).....	23
3.2.4 Maintenance outage rate (MOR).....	24
3.3 Manutenção.....	25
3.3.1 Tipos de manutenção	25
3.3.2 Custo <i>versus</i> Benefício	26
4. Modelos de planeamento do sistema eletroprodutor	29
4.1 VALORAGUA	30
4.1.1 Características do modelo.....	30
4.2 RESERVAS.....	32
4.2.1 Características do modelo.....	33
4.2.1.1 Simulação Monte-Carlo	36

4.3	Enquadramento do trabalho nos modelos de planeamento.....	36
5.	Desenvolvimento das ferramentas de cálculo dos indicadores.....	39
5.1	Ferramentas de cálculo dos indicadores de fiabilidade.....	40
5.1.1	Estrutura dos dados.....	41
5.1.2	Execução da ferramenta “Cálculo de indicadores”	45
5.1.3	Execução da ferramenta MOR & FOR.....	51
5.1.3.1	Apresentação de resultados do programa “MOR & FOR.xslm”	60
6.	Análise estatística de resultados.....	63
6.1	Verificação de resultados	64
6.2	Análise estatística	65
6.2.1	Comparação de dados	66
6.2.2	Análise estatística do MOR mensal.....	70
6.2.3	Gráficos de probabilidade de excedência	75
6.2.4	Análise das disponibilidades médias anuais das centrais	76
6.2.4.1	Análise da disponibilidade das centrais térmicas a carvão	77
6.2.4.2	Análise da disponibilidade das centrais térmicas a ciclo combinado.....	85
6.2.4.3	Análise da disponibilidade das centrais em albufeira	90
6.2.4.4	Análise da disponibilidade das centrais a fio de água.....	93
6.2.4.5	Resumo dos resultados obtidos	97
7.	Conclusão	101
	Referências documentais.....	105

Índice de Figuras

Figura 1 - Cadeia de valor do setor elétrico	5
Figura 2 - Pico de consumo e produção em Portugal	8
Figura 3 - Evolução da produção e consumo em Portugal (2000 – 2017) e produção de energia renovável em 2017	12
Figura 4 - Evolução do tempo de interrupção equivalente (TIE)	13
Figura 5 - Modelo de Markov de dois estados	20
Figura 6 - Modelo de Markov de dois estados	21
Figura 7 - Ciclo do tempo médio de reparação	22
Figura 8 - Falha catastrófica	24
Figura 9 - Falha por degradação	24
Figura 10 - Classificação dos tipos de manutenção.....	26
Figura 11 - Melhor compromisso entre fiabilidade e falhas.....	27
Figura 12 - Modelo gráfico da simulação (RESERVAS) [15].....	33
Figura 13 - Reserva operacional	34
Figura 14 - Estrutura dos dados a inserir nos programas excel.....	44
Figura 15 - Estrutura dos dados a inserir nos programas excel (Continuação).....	44
Figura 16 - Template de utilizador do programa “Cálculo de indicadores.xslm”.....	45
Figura 17 - Excerto da folha “Parâmetros” do programa “Cálculo de indicadores.xslm”. 49	
Figura 18 - Template de utilizador do programa “MOR & FOR.xslm”.....	52
Figura 19 - Excerto da folha de uma central produtora hidráulica do programa “MOR & FOR.xslm”.....	54
Figura 20 - Imagem adaptada da tabela do MOR semanal do programa “MOR & FOR.xslm”.....	59
Figura 21 - Gráfico do MOR mensal das centrais a fio de água	71
Figura 22 - Gráfico do MOR mensal das centrais em albufeira.....	72
Figura 23 - Gráfico do MOR mensal das centrais a ciclo combinado.....	73
Figura 24 - Gráfico do MOR mensal das centrais a carvão.....	74
Figura 25 – Gráfico de disponibilidade das centrais a carvão.....	84
Figura 26 - Gráfico de disponibilidade das centrais a ciclo combinado (2006-2012).....	88
Figura 27 - Gráfico disponibilidade das centrais a ciclo combinado (2006-2017)	89
Figura 28 - Gráfico de disponibilidade das centrais em albufeira.....	93
Figura 29 - Gráfico de disponibilidade das centrais a fio de água	96

Índice de tabelas

Tabela 1 - Potências de ligação à rede pública.....	7
Tabela 2 - Excerto da folha “Dados” do programa “Cálculo de indicadores.xlsm”.	48
Tabela 3 - Excerto da tabela da folha “Parâmetros” do programa “Cálculo de indicadores.xlsm”.	50
Tabela 4 - Excerto da tabela dos FOR’s do programa “MOR & FOR.xlsm”	53
Tabela 5 - Excerto da tabela MOR semanal do programa “MOR & FOR.xlsm”	55
Tabela 6 - Excerto da tabela da folha “Semana” do programa “MOR & FOR.xlsm”	56
Tabela 7 - Fator de multiplicação	57
Tabela 8 - Excerto da tabela MOR mensal do programa “MOR & FOR.xlsm”	60
Tabela 9 - Excerto da tabela resumo do programa “MOR & FOR.xlsm”	61
Tabela 10 - Valores de referência para verificação	64
Tabela 11 - Tabela de FOR’s médios das centrais térmicas.....	65
Tabela 12 - Excerto da uma tabela de comparação de dados (FOR).....	66
Tabela 13 - Categorização de cores das tabelas de comparação de dados	67
Tabela 14 – Tabela de evolução de parâmetros das centrais em albufeira.....	68
Tabela 15 - Tabela de evolução de parâmetros das centrais em albufeira	69
Tabela 16 - Tabela evolução de parâmetros das centrais térmicas.....	69
Tabela 17 – Tabela da média mensal ponderada das centrais a fio de água.....	71
Tabela 18 – Tabela da média mensal ponderada das centrais em albufeira	72
Tabela 19 - Tabela da média mensal ponderada das centrais a ciclo combinado	73
Tabela 20 - Tabela da média mensal ponderada das centrais a carvão	74
Tabela 21 – Valores médios usados nos programas VALORAGUA e RESERVAS	77
Tabela 22 – Dados das paragens das centrais a carvão	78
Tabela 23 – Informação das paragens FT das centrais a carvão	79
Tabela 24 – Cálculo dos tempos de paragem com PE de 50%.....	81
Tabela 25 – Disponibilidades das centrais associadas à PE das paragens.....	83
Tabela 26 – Dados das paragens das centrais a ciclo combinado	86
Tabela 27 – Comparação de paragens FT das centrais a ciclo combinado	87
Tabela 28 - Dados das paragens das centrais em albufeira	91
Tabela 29 - Informação das paragens FT das centrais em albufeira	92
Tabela 30 – Dados das paragens das centrais a fio de água	94

Tabela 31 - Informação das paragens FT das centrais a fio de água.....	95
Tabela 32 – Tabela resumo do estudo das disponibilidades das centrais.....	97

Índice de equações

Equação 1 - Cálculo do Mean Time to Repair	21
Equação 2 - Cálculo da taxa média de falhas	22
Equação 3 - Cálculo do Mean Time to Fail (MTTF)	23
Equação 4 - Cálculo da taxa de falhas fortuitas (FOR)	23
Equação 5 - Cálculo do maintenance outage rate (MOR).....	25
Equação 6 – Equação de balanço energético.....	34
Equação 7 - Requisito da reserva operacional	35
Equação 8 – Cálculo do MTIM (Mean Time In Maintenance).....	51
Equação 9 - Fórmula excel do cálculo do dia de paragem	56
Equação 10 - Cálculo do MOR semanal do grupo	57
Equação 11 - Cálculo do MOR semanal da central.....	57
Equação 12 - Cálculo do MOR anual dos grupos produtores	58
Equação 13 - Cálculo do MOR anual da central	58
Equação 14 - FOR anual da central	59
Equação 15 – Cálculo da disponibilidade anual da central	80
Equação 16 – Cálculo do MOR das centrais	82
Equação 17 – Cálculo do FOR das centrais	82

Acrónimos

BT	–	Baixa Tensão
CAE	–	Contratos de Aquisição de Energia
EDP	–	Energias De Portugal
EPNS	–	Expected Power Not Supplied
FOR	–	Forced Outage Rate
IC	–	Índice de Cobertura
INESC	–	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
LOLD	–	Loss of Load Duration
LOLE	–	Loss Of Load Expectation
LOLF	–	Loss of Load Frequency
LOLP	–	Loss Of Load Probability
MAT	–	Muito Alta Tensão
MOR	–	Maintenance Outage Rate
MTBF	–	Mean Time Between Failures
MTIM	–	Mean Time In Maintenance
MTTF	–	Mean Time To Fail
MTTR	–	Mean Time to Repair
PE	–	Probabilidade de Excedência
REE	–	Rede Elétrica de Espanha
REN	–	Redes Energéticas Nacionais

- RMSA-E – Relatório de monitorização de abastecimento do sistema elétrico nacional
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- TSO – Transmission System Operator
- UPAC – Unidade de Produção de Autoconsumo
- VBA – Visual Basic for Applications

1. Introdução

O presente relatório foi desenvolvido no âmbito do estágio curricular realizado para a conclusão do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, no Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Este estágio realizou-se na REN (Redes Energéticas Nacionais), nas suas instalações localizado em Ermesinde, de 5 fevereiro de 2017 a 13 de julho de 2017. A REN é a empresa portuguesa concessionária da rede de transporte de eletricidade e gás natural, responsável pela gestão global do sistema elétrico nacional e do sistema nacional de gás natural. Tem como missão garantir o fornecimento de eletricidade e gás natural sem interrupções, ao menor custo, com qualidade e segurança.

1.1 Contextualização

A energia elétrica está na base das nossas atividades quotidianas, necessária ao funcionamento das infraestruturas, dos transportes, dos hospitais, das indústrias e muitas atividades de lazer. Com o avanço da ciência e da tecnologia cada vez somos mais dependes desta fonte energética, tornando-a um bem essencial ao bom funcionamento da sociedade moderna.

A segurança do abastecimento de eletricidade a nível nacional, é um aspeto crítico para a operadora da rede de transporte, visto que uma falha no sistema elétrico ao nível da produção e da transmissão pode afetar e comprometer o abastecimento de eletricidade a um vasto número de consumidores e equipamentos.

A gestão técnica global do SEN (Sistema Elétrico Nacional) é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema elétrico e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante o planeamento energético que é realizado através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta. Estes estudos constituem referência para a função de planeamento da RNT (Rede Nacional de Transporte) e para a operação futura do sistema. Neste contexto, a DGEG (Direção Geral de Energia e Geologia) em colaboração com a REN (redes energéticas nacionais) realiza todos os anos um RMSA (Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento).

A metodologia utilizada pela REN, o TSO (Transmission System Operator) português, para monitorizar a segurança de abastecimento dos consumos de eletricidade a médio e a longo prazo, consiste na integração de dois modelos: VALORAGUA e RESERVAS. Devido à mudança de paradigma do sistema eletroprodutor português nos últimos anos, resultado de uma integração cada vez maior de energias renováveis intermitentes no sistema, surgiu a necessidade de avaliar e atualizar alguns parâmetros, relativos às taxas de paragens fortuitas e programadas dos grupos, usados nestes programas de simulação com base no registo das indisponibilidades dos grupos das centrais térmicas e hídricas com base em informação dos últimos 12 anos.

Pretende-se no âmbito deste trabalho a realização de ferramentas de cálculo dos indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e programadas dos grupos das grandes centrais térmicas e hídricas, assim como se pretende posteriormente efetuar uma análise estatística que incide sobre estas paragens dos grupos das centrais produtoras hídricas e térmicas.

1.2 Objectivos

No âmbito da elaboração deste trabalho definiram-se os seguintes objetivos:

- Preparação de *templates* para uniformização dos inputs de dados referentes às indisponibilidades dos grupos geradores das grandes centrais térmicas e hídricas;
- Criação de duas ferramentas de cálculo de indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e programadas dos grupos geradores, no programa excel;
- Análise crítica de resultados e correção de dados;
- Recolha e tratamento estatístico de dados, análise de tendências, gráficos e valores de referência para cada parâmetro analisado.

1.3 Organização do relatório

O relatório desta dissertação de mestrado encontra-se dividido em 7 capítulos.

O capítulo 1 tem como objetivo apresentar um enquadramento da estrutura e objetivos a atingir a com a elaboração do relatório.

No capítulo 2 é elaborada uma caracterização geral do sistema eletroprodutor nacional assim como é realizada uma abordagem à evolução do setor elétrico em termos da produção, do consumo e do tempo médio de interrupção equivalente.

O capítulo 3 consiste na apresentação dos diferentes indicadores de segurança abastecimento ao nível da produção de eletricidade, tal como os indicadores determinísticos, indicadores probabilísticos e indicadores de fiabilidade das paragens fortuitas e programadas dos grupos geradores. Neste capítulo é também realizada uma apresentação ao tema da manutenção e seus tipos.

O capítulo 4 tem como principal objetivo apresentar as ferramentas de simulação VALORAGUA e RESERVAS usadas atualmente pela REN na simulação do sistema eletroprodutor português.

No capítulo 5 é efetuada uma apresentação detalhada das duas ferramentas de cálculos desenvolvidas em virtude dos objetivos deste trabalho, e seu método de funcionamento.

O capítulo 6 reúne os resultados obtidos nas ferramentas de cálculo desenvolvidas no capítulo anterior, e apresenta uma análise estatística no âmbito do planeamento das manutenções programadas dos diferentes tipos de centrais elétricas em estudo.

O capítulo 7 apresenta as principais conclusões do trabalho efetuado e propostas para trabalhos futuros.

2. O setor eletroprodutor em Portugal

O setor eletroprodutor em Portugal pode ser dividido na sua cadeia de valor em 4 setores de atividades principais: produção, transporte, distribuição e comercialização (figura 1). Este é hoje um sistema bastante mais complexo.



Figura 1 - Cadeia de valor do setor elétrico

A produção de eletricidade poder ser efetuada em regime ordinário ou em regime especial. O primeiro compreende centrais elétricas onde o petróleo, carvão, gás natural ou a força da água é a fonte primária de energia. Quanto às centrais termoelétricas e centrais hídricas a produção em regime especial compreende fontes de energia renovável e produção

proveniente de cogeração, sendo que este tipo de produção constitui uma alternativa que permite reduzir a dependência do país dos combustíveis fósseis.

Através da rede de transporte, em MAT (Muito Alta Tensão) a energia elétrica é transportada desde a produção em grandes centrais até às subestações da rede de distribuição. É também através desta rede que se estabelece a ligação até as instalações e indústrias que necessitam de eletricidade em Muito Alta Tensão.

A distribuição de energia elétrica é a etapa final no fornecimento de energia elétrica. É a parte do sistema elétrico que liga o subsistema de transporte, e o ponto de entrega de energia elétrica aos consumidores finais em MT (Média Tensão) e BT (Baixa Tensão)

Por último, a comercialização traduz-se na compra e venda de eletricidade, tendo em vista o abastecimento e a satisfação das necessidades do consumidor final (cliente que compra eletricidade para consumo próprio) ou de outros agentes (clientes grossistas que compram eletricidade para revenda no interior ou exterior da rede em que está estabelecido). [1]

2.1 Caracterização do sistema eletroprodutor nacional

A potência instalada no sistema elétrico nacional (SEN) situava-se no final do ano de 2017 em 19800 MW, dos quais 14773 MW ligados diretamente à Rede de Transporte. Na tabela 1, apresenta-se a distribuição por tipo de geração, da potência instalada em Portugal em 2017. [2]

O consumo de eletricidade em Portugal é sensível às condições climáticas predominantes, mais obviamente no período de inverno. Como podemos ver na figura 2, o pico de consumo tende a acontecer nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro. Em relação aos períodos de verão, os níveis de consumo também tendem a ser altos devido ao clima quente e ao uso crescente de equipamentos de arrefecimento.

Tabela 1 - Potências de ligação à rede pública [2] Fonte: Adaptado de REN

Tipo de produção	Potência instalada (MW)
Renovável	13 297
Hídrica (Inclui mini-hídricas)	7 193
Eólica	5 090
Biomassa	624
Cogeração	351
Solar	490
Não Renovável	6 403
Carvão	1 756
Gás Natural	4 607
Cogeração	778
Outros	40
Cogeração	27
Total	19 800
Bombagem	2 698
Centrais Despacháveis	12 368
Centrais Não Despacháveis	7 432

Nas centrais não despacháveis esta incluído as mini-hídricas, eólica, solar, biomassa e cogeração.

O consumo de eletricidade em Portugal é sensível às condições climáticas predominantes, mais obviamente no período de inverno. Como podemos ver na figura 2, o pico de consumo tende a acontecer nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro. Em relação aos períodos de verão, os níveis de consumo também tendem a ser altos devido ao clima quente e ao uso crescente de equipamentos de arrefecimento. Os valores referentes aos dias de máximo de produção e consumo podem não coincidir devido ao facto de ocorrer importações/exportações com sistemas vizinhos (exemplo de 2017 em que o saldo em 2 de janeiro foi exportador).

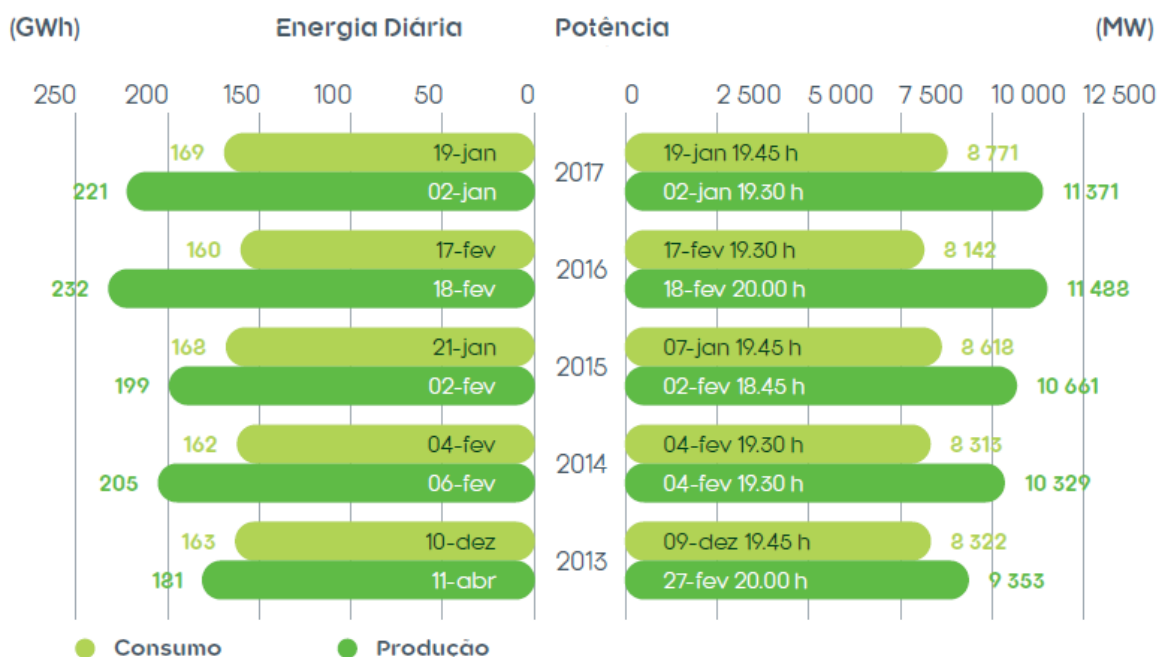


Figura 2 - Pico de consumo e produção em Portugal [2]
Fonte: REN

A produção de eletricidade em Portugal atualmente é caracterizada, ao nível da potência instalada, pelo predomínio da produção renovável representando cerca de 68%, sendo a hídrica responsável por metade deste valor. A produção não renovável representa 32%, sendo que a produção térmica a gás natural é a fonte de energia predominante, representando 72% desta, o restante é constituído por centrais térmicas a carvão.

No que refere às grandes centrais hídricas em Portugal, estão atualmente em funcionamento 52 centrais hidroelétricas, sendo que 20 são centrais a fio de água e 32 centrais com capacidade de regulação, isto é, em albufeira. Na produção térmica temos 6 centrais em atividade, sendo que 4 são ciclos combinados a gás natural e 2 a carvão. Na produção fotovoltaica, 88,4 MW são unidades UPAC (Unidades de produção de autoconsumo), e a mini/microprodução fotovoltaica é responsável por 173,7 MW. No que refere às centrais eólicas, estão atualmente em funcionamento 250 parques em Portugal, e por ultimo, na produção em biomassa temos 22 centrais em atividade.

2.1.1 Centrais com fontes de energia renovável

Centrais hidroelétricas

Neste tipo de centrais a energia elétrica é obtida através da energia potencial e cinética dos rios, que provoca o movimento das pás da turbina do gerador da central. O tipo de gerador que é usado depende do caudal e do desnível entre a entrada e a saída da água. As centrais podem ser de fio de água ou de albufeira.

- **Fio de água**

As centrais a fio de água localizam-se em cursos de água de declive pouco acentuado, e são caracterizadas por terem capacidade reduzida de armazenamento e dispõem apenas da vazão natural do curso de água.

- **Albufeiras**

Neste tipo de aproveitamento existe armazenamento de água em albufeiras. Estes reservatórios de água são usados para produzir energia e regularizar o regime dos rios. Estes tipos de aproveitamentos podem estar equipados com bombagem. As vantagens das centrais hidroelétricas equipadas com bombagem estão associadas ao possível aproveitamento de produção de energia intermitente, como a energia solar, fotovoltaica e eólica. A bombagem hidroelétrica é vista como uma forma de armazenamento de energia, que consiste no bombeamento de água para as albufeiras das barragens a montante, consumindo energia nas horas em que existe produção excedentária disponível a baixo custo, para posteriormente proceder ao turbinamento da água armazenada, produzindo energia nas horas de ponta, quando a procura é superior. [3]

Fotovoltaico

A energia fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade. O processo de conversão de energia solar utiliza células fotovoltaicas (normalmente feitas de silício ou outro material semicondutor). [4]

Eólica

A energia eólica utiliza a energia cinética do ar, que se desloca por efeito das diferenças de pressão atmosférica entre regiões. A energia eólica é utilizada, diretamente, para gerar energia mecânica ou, indiretamente, para gerar energia elétrica. [5]

Biomassa

Na conceção da produção de energia, o termo biomassa aglomera todos os derivados recentes de organismos vivos que são utilizados como combustíveis ou para a produção desses mesmos combustíveis. A biomassa é utilizada diretamente como combustível ou através da produção de energia a partir de processos de pirólise, gasificação ou combustão de material orgânico que se encontra presente num ecossistema.

2.1.2 Centrais com fontes de energia não renovável

As centrais de fontes de energia não renovável produzem eletricidade através da queima de combustíveis fósseis tais como o gás natural e o carvão. Em Portugal as grandes centrais termoelétricas são as centrais a gás natural que usam um processo a ciclo combinado, as centrais a carvão que usam um processo de ciclo a vapor e centrais em cogeração.

- **Centrais a carvão (ciclo de vapor)**

Nas centrais a carvão a fonte de calor aquece uma caldeira com água que sofre um conjunto de evoluções, desde o seu estado líquido a altas pressões, até se converter em vapor que passa por uma turbina que fornece energia a um gerador que produz eletricidade.

- **Centrais a gás natural (ciclo combinado)**

O processo de ciclo combinado das centrais a gás natural usa motores alternativos ou turbinas a gás conjugados com uma (ou mais) turbina(s) a vapor onde se utiliza o vapor gerado pelo aproveitamento térmico dos gases de escape das turbinas a gás ou motores para produção de energia mecânica ou elétrica.

- **Centrais a cogeração**

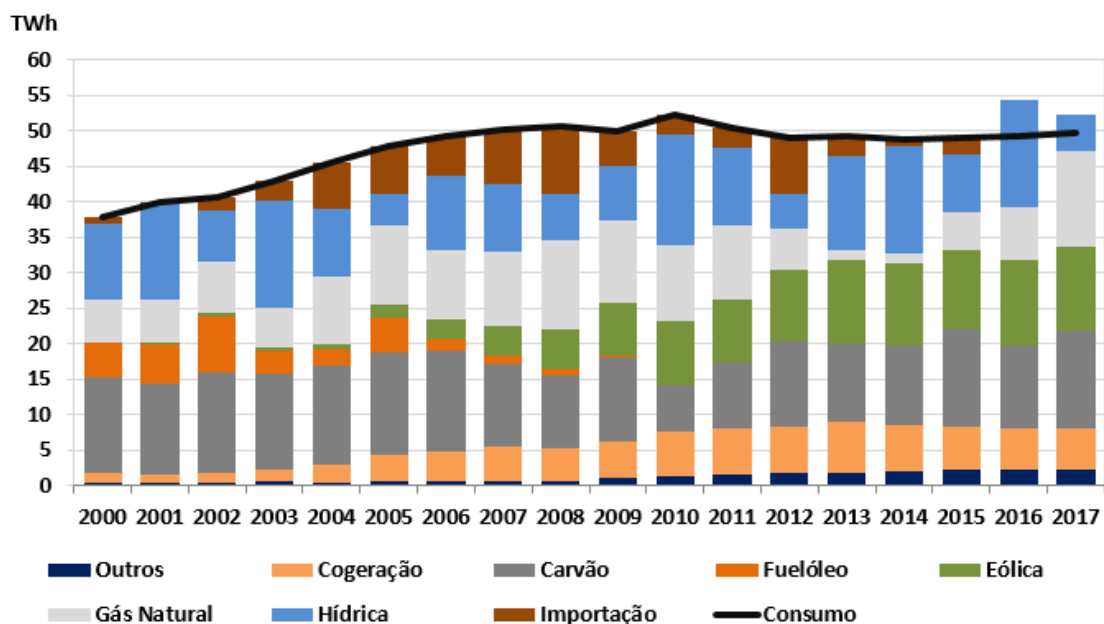
Nestas centrais o processo é definido pela utilização combinada de eletricidade e calor, num sistema integrado, através de uma fonte de combustível (fuelóleo, gás natural, biomassa, gás propano, resíduos industriais, etc.). O calor que é produzido pode ser usado diretamente no processo industrial, ou recuperado para aquecimento de espaços.

2.2 Evolução da produção e consumo no sistema eletroprodutor português

Analisando a evolução da repartição da produção de energia elétrica em Portugal, ilustrado na figura 3, podemos notar que no decorrer destes últimos 17 anos, houve bastante variabilidade na produção térmica a gás natural ao contrário da produção com base no carvão tem se mantido estável ao longo dos anos. Verificou-se um aumento na produção à base de cogeração e houve principalmente uma enorme aposta na produção eólica, que atualmente é responsável por 23% no mix de produção energético. A partir de 2010 abandonou-se a produção térmica com base no fuelóleo.

A produção renovável abasteceu 40% do consumo (incluindo o saldo exportador) em 2017, como podemos ver na figura 3.

Podemos verificar nos últimos 2 anos, que a produção elétrica em Portugal excedeu o consumo, resultando num balanço de saldo exportador positivo. Podemos notar também que em anos secos a produção térmica regista valores mais elevados para compensar a baixa produção hidroelétrica e para que se possa fazer face ao consumo.



Produção Renovável



Figura 3 - Evolução da produção e consumo em Portugal (2000 – 2017) e produção de energia renovável em 2017

Fonte: Adaptado de REN [2]

Na categoria “outros”, está agregada a produção fotovoltaica e a biomassa. A introdução da produção fotovoltaica foi iniciada em 2007, e apresenta atualmente apenas 2% da capacidade de produção nacional. É uma tecnologia com muito potencial ainda em Portugal, mas tem crescido de forma muito lenta nos últimos anos

Apesar da capacidade de produção ter vindo a aumentar consideravelmente nestes últimos anos, o mesmo não se verificou ao nível do consumo, que se tem mantido praticamente constante, tendo sofrido apenas ligeiros acréscimos desde 2014. Na figura 3, podemos ver também a evolução a partir de 2000 da evolução do consumo de eletricidade em Portugal.

Em 2017, o consumo de eletricidade fornecida pela rede pública atingiu os 49,6 TWh, o valor mais alto desde 2011. Analisando o gráfico, podemos verificar um crescimento anual do consumo de energia entre (2000 – 2008), sendo que o pico foi atingido em 2010. Desde

então houve uma certa estabilização da evolução do consumo energético anual. Esta estabilização deve-se em grande parte à redução do crescimento em Portugal provocado pela crise económica no período de 2011 a 2015.

No quadro geral da repartição do consumo, o setor da indústria representa a maior fatia de consumo de eletricidade (apesar de nos últimos anos o seu peso estar a decrescer), seguido do setor dos serviços, o setor doméstico e os setores de agricultura e transporte. Muitos destes setores requerem um fornecimento de energia constante, uma característica que solicita níveis de qualidade de serviço da rede elevados.

Em termos de qualidade de serviço, e analisando o gráfico da figura 4, podemos verificar que nos últimos 10 anos a média móvel (5 anos) apresenta uma inclinação negativa, o que sinaliza uma tendência da diminuição do tempo de interrupção nos últimos anos.

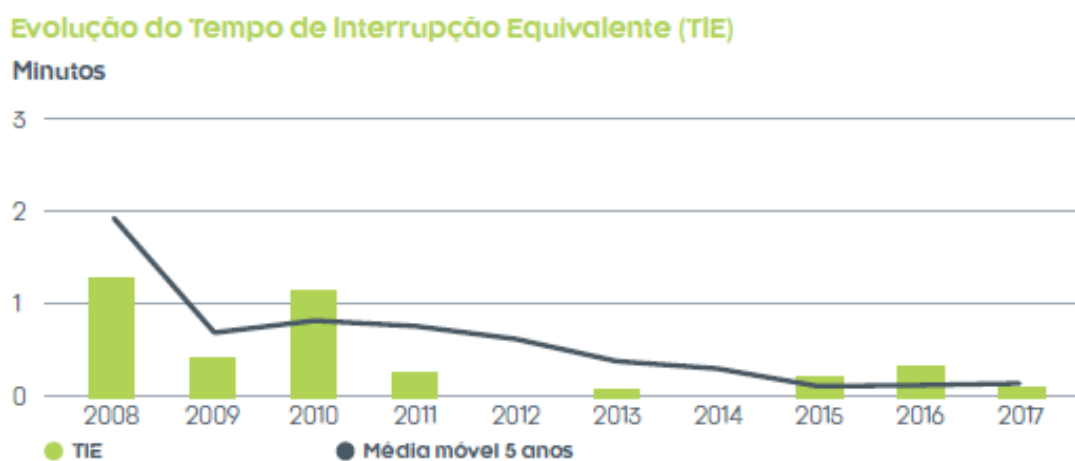


Figura 4 - Evolução do tempo de interrupção equivalente (TIE)[2]

3. Fiabilidade do sistema eletroprodutor português

Uma central elétrica serve o propósito de fornecer energia a clientes, grandes ou pequenos, o mais economicamente possível e com um nível de fiabilidade e qualidade aceitáveis. A sociedade exige que o fornecimento de energia elétrica seja contínuo e que cubra a procura. Isto é uma tarefa cada vez mais complexa devido à mudança de paradigma do sistema eletroprodutor português a partir do ano 2000, devido à grande integração de fontes de energia renovável intermitente na estrutura da produção.

Questões fundamentais como a segurança do abastecimento estão, e sempre estiveram, no centro das políticas energéticas adotadas a nível nacional e a nível europeu. Mais recentemente, e motivado por questões geopolíticas que conduziram a situações de interrupção no abastecimento energético a alguns Estados-Membros no seio da União Europeia (EU), despertou a atenção para a necessidade do reforço das políticas energéticas na área da segurança energética. Nesse sentido, a EU adotou um pacote de medidas que, entre outros, promove o reforço das infraestruturas de forma a dotar o sistema energético de capacidade de resiliência face a potenciais interrupções no abastecimento. A monitorização da segurança

do abastecimento é por isso uma peça fundamental para avaliar no médio a longo prazo as necessidades do sistema, de forma a assegurar os consumidores de eletricidade.

Compete à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) monitorizar a segurança do abastecimento ao nível da produção de eletricidade. Este exercício tem em conta a análise prospetiva sobre a evolução do sistema eletroprodutor no médio e no longo prazo constante no documento “Monitorização da segurança de abastecimento do SEN” (RMSA-E).

O RMSA-E deve abranger os requisitos estipulados na legislação, nomeadamente os definidos no artigo 63º do Decreto-Lei 29/2006, de 15 de fevereiro, e do artigo 32-º-A do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro: [6]

- O equilíbrio entre oferta e a procura no mercado nacional, para um período de cinco anos;
- As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório.
- O nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis;
- A capacidade suplementar prevista ou em construção;
- A segurança, a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face aos picos de procura e as falhas de um ou mais produtores ou comercializadores;
- As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos.

A DGEG com a colaboração do operador da rede de transporte (REN), apresenta ao membro do Governo responsável pela área da energia, nos anos pares, até 31 de maio, o relatório de monitorização da segurança do abastecimento. Nos anos ímpares, a DGEG elabora um relatório de monitorização simplificado, indicando também as medidas adotadas e a adotar visando reforçar a segurança do abastecimento. [7]

3.1 Indicadores de segurança de abastecimento ao nível da produção

O elevado peso das fontes de energia intermitentes na estrutura da produção do sistema eletroprodutor português (em particular do recurso eólico) exige o reforço de meios que permitam disponibilizar níveis adequados de reserva estática e operacional. Os modelos de simulação probabilística tradicionais não permitem captar situações críticas na transição entre períodos elementares (horas) e, portanto, não permitem avaliar as necessidades de reserva operacional do sistema, apenas avaliam a reserva estática. Neste contexto, foi necessário desenvolver novas ferramentas que permitissem calcular indicadores de segurança de abastecimento que incorporassem os efeitos da desadequação da reserva operacional.

A avaliação dos níveis de segurança de abastecimento ao nível da produção de eletricidade baseia-se habitualmente na determinação de indicadores determinísticos e/ou probabilísticos.

3.1.1 Indicadores determinísticos

Na literatura técnica clássica o índice de cobertura (IC) é definido como a relação entre a potência disponível (diferença da potência total instalada líquida e a reserva mínima necessária) e a ponta dos consumos, em situações críticas para a operação do sistema eletroprodutor;

- Índice de cobertura (IC) = Potência disponível / Ponta dos consumos
- Potência disponível = Potência instalada líquida - Reserva mínima necessária

A reserva mínima necessária representa uma estimativa determinística de eventuais situações críticas para a operação do sistema. No caso do sistema português, a sua definição tem considerado a ocorrência simultânea de:

- Agravamento da ponta dos consumos por efeito de temperatura (probabilidade de não excedência de 95%), do lado da procura;
- Indisponibilidade da capacidade hídrica, resultado da ocorrência de regime seco,

- Indisponibilidade da capacidade eólica (com uma probabilidade de não excedência de 95%),
- Contribuição reduzida da restante capacidade em Produção em Regime Especial (cogeração, biomassa, biogás, resíduos sólidos urbanos, etc);
- Falha do maior grupo térmico, e
- Falha do maior grupo hídrico, do lado da oferta.

Um indicador determinístico deste tipo revelava-se suficiente para avaliar os níveis de garantia de abastecimento de energia elétrica em sistemas hidro/térmicos, como era o caso do sistema eletroprodutor português no decurso dos anos 80 e 90, em que os graus de incerteza nesses sistemas decorriam dos preços dos combustíveis e da gestão da água das albufeiras. Nos últimos anos, as metodologias determinísticas têm sido substituídas pelo recurso a metodologias probabilísticas. Contudo, existe ainda alguma relutância pelas utilities na aplicação de metodologias probabilísticas pelo facto de julgarem serem de difícil interpretação. [8]

3.1.2 Indicadores probabilísticos

A integração em larga escala de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis não controláveis no sistema eletroprodutor português tem vindo a ocorrer desde o ano 2000 tem tido implicações ao nível da segurança do abastecimento, que decorrem da disponibilidade intermitente do recurso e que podem conduzir a:

- Dificuldades na cobertura dos períodos de ponta de consumos, devido à escassez de capacidade de produção por falta de recursos renováveis (escassez de vento e sol na ponta de Inverno);
- Perdas súbitas de elevados valores de capacidade de produção, devido a variações bruscas do recurso, que aumentam as necessidades de reserva operacional.

Nestas condições, as metodologias determinísticas apresentam a limitação de não fornecerem qualquer medida de risco associada aos indicadores que produzem.

Os modelos de avaliação probabilística da adequação do sistema eletroprodutor envolvem a combinação de um modelo do sistema de produção e um modelo da procura para determinar

o risco de falha de abastecimento do sistema. A indisponibilidade dos grupos geradores é o fator básico para a construção do modelo probabilístico da produção. Este fator, caracterizado habitualmente por dois parâmetros – taxa de falhas do equipamento e o MTTR (Mean Time To Repair) - define a probabilidade de encontrar um grupo em avaria num qualquer período de tempo futuro. No lado da procura, o modelo deverá fornecer uma representação apropriada da carga do sistema (MW), num determinado período de tempo, normalmente 8760 horas (1 ano). Estas metodologias podem dividir-se em dois grupos: metodologias analíticas, onde se utilizam modelos matemáticos para descrever o sistema e se definem índices recorrendo a métodos de resolução direta; técnicas de simulação Monte carlo, onde os mesmos índices são estimados por simulação aleatória do estado do sistema [5].

Relativamente aos indicadores probabilísticos, aparece como referência a nível mundial o indicador LOLE (Loss Of Load Expectation), que consiste numa medida do risco de perda de carga a que o sistema está sujeito (expresso em horas/ano).

Outros exemplos de índices probabilísticos clássicos de fiabilidade, que representam o nível de risco para a segurança do abastecimento de eletricidade de um sistema eletroprodutor (risco de não haver capacidade disponível suficiente para cobrir a procura horária) são:

- LOLP: Loss Of Load Probability
- EPNS: Expected Power Not Supplied (MW)
- EENS: Expected Energy Not Supplied (MWh)
- LOLF: Loss Of Load Frequency (yr-1)
- LOLD: Loss Of Load Duration (h),

Estes índices podem ser determinados com resolução anual e mensal.

Contudo, os modelos de simulação probabilística tradicionais não permitem captar situações críticas na transição entre períodos elementares (horas) e, portanto, não permitem avaliar as necessidades de reserva operacional de sistema eletroprodutor. Neste contexto, tornou-se necessário desenvolver novos modelos, como iremos abordar mais à frente, que permitem

calcular indicadores de segurança de abastecimento que incorporam os efeitos da adequação da reserva operacional. [8]

3.2 Indicadores de fiabilidade dos grupos térmicos e hídricos

Para estudos de fiabilidade os sistemas de potência podem ser divididos em três áreas funcionais: produção, transporte e distribuição. Cada uma dessas áreas pode ser analisada separadamente e posteriormente os resultados podem ser combinados para se obter uma estimativa do grau de confiabilidade do sistema como um todo.

O modelo de Markov a dois estados, é frequentemente utilizado para representar as unidades produtoras. Modeladas desta forma, as unidades produtoras podem ser encontradas em dois estados operacionais: em funcionamento e em avaria, como demonstrado na figura 5. [9]

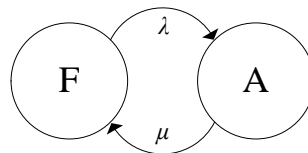


Figura 5 - Modelo de Markov de dois estados

Sendo:

μ = taxa de reparação do componente

λ = taxa de falha do componente

F = Funcionamento

A = Avaria

A capacidade máxima de um componente cujo ciclo avaria/reparação segue o modelo de Markov de dois estados só é disponibilizada quando este se encontra no estado “em funcionamento”. Quando o componente está no estado “avariado”, a respetiva capacidade é zero.

Estes dois estados do sistema e suas transições podem ser visualizadas cronologicamente num gráfico temporal. O tempo em funcionamento (Up) e avaria (Down) podem ser usados para determinar a performance do sistema. Na figura 6, o período T é o ciclo temporal do sistema e é igual à soma do MTTF (Mean Time to Fail) e do MTTR (Mean Time to Repair),

este ciclo é também definido como MTBF (Mean Time Between Failures), em algumas publicações, é usado no lugar do MTTF. É, contudo, evidente, que existe uma diferença concetual entre MTTF e MTBF. A diferença numérica entre estes dois valores vai depender do MTTR. Na prática os tempos de reparação costuma ser pequenos comparados com o tempo de operação, desta forma, os valores numéricos de MTTF e MTBF são bastantes similares. [10]

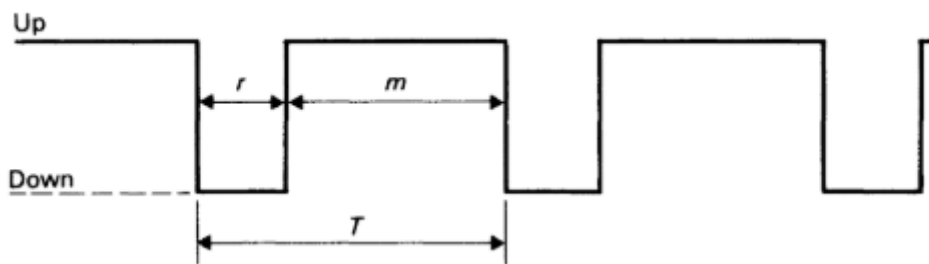


Figura 6 - Modelo de Markov de dois estados

Sendo:

m = **MTTF** = Tempo médio de operação do componente

r = **MTTR** = Tempo médio de reparação do componente

T = **MTBF** = **m + r**

3.2.1 Mean time to repair (MTTR)

O tempo médio de reparação é representado pelo acrónimo MTTR (Mean Time To Repair). Sempre que um sistema ou equipamento falha, algumas atividades tornam-se necessárias para repô-lo em condições operacionais. Este indicador relacionado com a disponibilidade do sistema pode ser calculado através da equação 1:

$$MTTR = \frac{1}{\mu}$$

Equação 1 - Cálculo do Mean Time to Repair [10]

Sendo:

μ = taxa de reparação do componente

Estas atividades compreendem a detecção da falha, identificação dos itens falhados, preparação do local e dos recursos, desmontagem, reparar e/ou substituir, etc., conforme o ciclo mostrado na figura 7. [11]

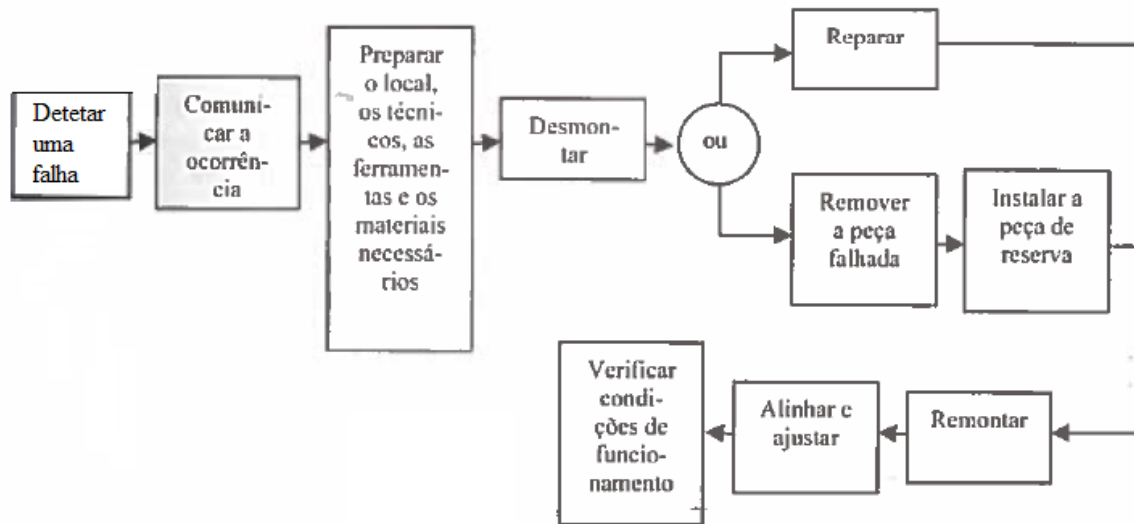


Figura 7 - Ciclo do tempo médio de reparação [11]

3.2.2 Mean time to fail (MTTF)

No caso de sistemas reparáveis ou sistema não reparáveis que falham casualmente, a taxa média de falhas pode ser calculada dividindo o número de falhas verificadas durante um certo intervalo de tempo de operação por esse mesmo intervalo, conforme mostra a próxima expressão. A taxa média de falhas (equação 2) pode ser expressa em número de falhas por hora, percentagem de falhas em 1.000 horas, ou número de falhas por milhão de horas. Em lugar de horas, poderá ser, conforme os casos, manobras, rotações, ciclos, km, etc.

$$\lambda = \frac{N^{\circ} \text{ de falhas}}{\text{Tempo de operação}}$$

Equação 2 - Cálculo da taxa média de falhas [11]

Quando a taxa média de falhas é aproximadamente constante, podemos calcular o seu intervalo, ou seja, o tempo médio entre falhas MTTF através da equação 3. [11]

$$MTTF = \frac{1}{\lambda}$$

Equação 3 - Cálculo do Mean Time to Fail (MTTF) [11]

3.2.3 Forced outage rate (FOR)

Em fiabilidade, forced outage rate (FOR) é uma medida da probabilidade de a unidade de produção não estar disponível devido a uma falha fortuita. Esta taxa é calculada a partir da equação 4:

$$FOR = \frac{Avarias/ano * MTTR}{HS + Avarias/ano * MTTR} * 100$$

Equação 4 - Cálculo da taxa de falhas fortuitas (FOR) [12]

Sendo:

MTTR = Mean Time to Repair

HS = Horas em serviço

Considera-se que falha da função requerida significa: cessação de funcionamento ou, mais frequentemente, degradação de um parâmetro de funcionamento até um nível considerado insatisfatório.

A falha de um órgão pode acontecer de forma súbita: é a chamada falha catastrófica; ou lenta e progressivamente: é a chamada falha por degradação. As figuras seguintes mostram o exemplo de uma resposta a uma solicitação brusca e a uma solicitação praticamente constante ao longo do tempo.

Na figura 8, a falha é casual, súbita ou catastrófica. Quando o limite de resistência I_{max} (elétrica, mecânica ou térmica) é atingido devido a um pico da sollicitação (momento t), a falha ocorre subitamente.

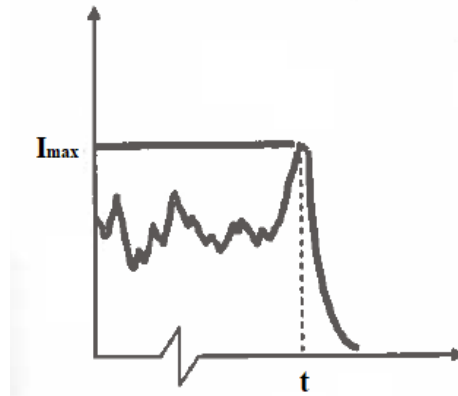


Figura 8 - Falha catastrófica [11]

Na figura 9, verifica-se uma degradação progressiva, ou por deriva, a qual, a partir do momento t , seja porque foi atingido o limite de resistência ou o limite de tolerância, culmina uma falha. [11]

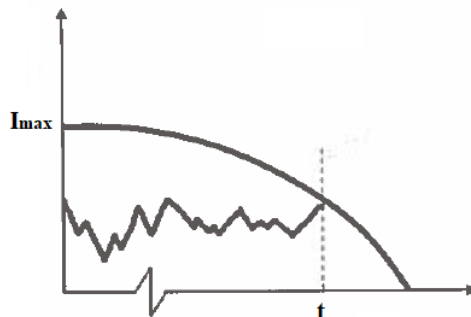


Figura 9 - Falha por degradação [11]

3.2.4 Maintenance outage rate (MOR)

A manutenção constitui o ato de diagnosticar e reparar, ou prevenir, falhas de um sistema. Em fiabilidade, maintenance outage rate (MOR) é uma medida da probabilidade de a unidade de produção não estar disponível devido a uma atividade de manutenção programada.

Esta taxa é calculada a partir da seguinte equação:

$$MOR = \frac{\text{Tempo em manutenção}}{HS + \text{Tempo em manutenção}} * 100$$

Equação 5 - Cálculo do maintenance outage rate (MOR)

Sendo:

HS = Horas em serviço

3.3 Manutenção

Face à crescente globalização da economia, as empresas estão dependentes da sua capacidade de assegurar a continuidade da produção a preços competitivos. Para que possam cumprir os seus objetivos, a função manutenção terá de possuir uma organização interna que disponibilize os recursos humanos e materiais necessários à sua atividade. Ainda assim, a estrutura da manutenção tem evoluído no sentido de ser a mais reduzida possível, apresentando somente a dimensão necessária à resolução de problemas imprevistos e urgentes.

A manutenção foi durante um longo período de tempo considerada como um mal necessário da produção industrial. Atualmente, reconhece-se a manutenção como uma das mais importantes funções de uma empresa, com um peso decisivo na rentabilidade, na qualidade e na própria imagem da empresa.

A probabilidade de acontecerem falhas pode ser reduzida com uma combinação de ações técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas à sua manutenção e reposição num estado em que possa desempenhar a função requerida. [13]

3.3.1 Tipos de manutenção

As atividades da função manutenção podem ser agrupadas em dois grupos: as manutenções planeadas e as não planeadas. As manutenções planeadas são o conjunto de ações com objetivo de manter em condições de qualidade as instalações e o equipamento, de forma a assegurar a regularidade da produção, planeadas com alguma antecedência cujo tempo é variável. Por outro lado, as manutenções não planeadas são o conjunto de ações que visam a correção de uma falha aleatória, normalmente implica custos elevados, porque a quebra inesperada provoca perdas de operação.

A manutenção planeada pode ainda se subdividir em mais categorias como ilustradas na figura 10.

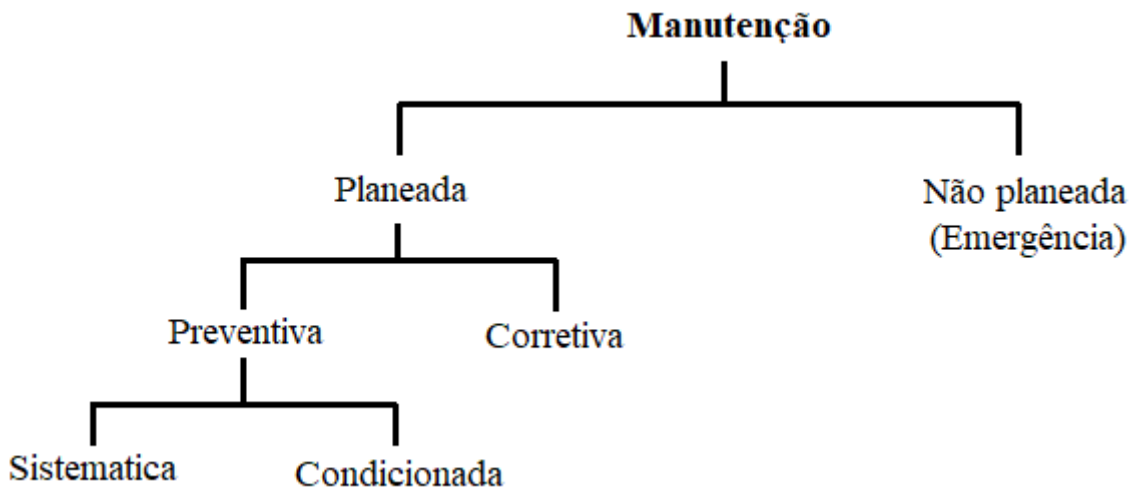


Figura 10 - Classificação dos tipos de manutenção

Os diferentes tipos de manutenção planeada são:

Manutenção planeada preventiva: destaca-se por manter o nível de qualidade dos equipamentos, programando intervenções periódicas.

Manutenção planeada corretiva: conjunto de procedimentos que são aplicados a um equipamento fora de ação ou parcialmente danificado, com objetivo de o fazer voltar a funcionar corretamente.

Manutenção planeada preventiva sistemática: este tipo de manutenção é realizado em intervalos fixos de tempo durante a vida do equipamento.

Manutenção planeada preventiva condicionada: este tipo de manutenção é realizada em função do estado dos componentes do equipamento.

3.3.2 Custo *versus* Benefício

A competitividade obriga a que se concebam e produzam equipamentos com níveis de desempenho (performances) crescentes. A melhoria do desempenho e da fiabilidade tem de ser conciliada por compromisso. Considerações semelhantes conduzem-nos à necessidade

de conciliar também a fiabilidade e os custos. Obviamente, quanto maior for a fiabilidade desejada maiores serão os custos resultantes.

Em situações intermédias, os requisitos de fiabilidade colocam-se mais em termos económicos. Assim, no caso de um equipamento de produção, interessa encontrar o melhor compromisso entre custos de obtenção de uma fiabilidade elevada e o custo resultante das falhas. Isto é, custos de fiabilidade versus custos de não-fiabilidade.

Na figura 11, esta ilustrado este facto: enquanto os custos originados nas fases de projeto e de fabrico crescem ao proporcionarmos níveis acrescidos de fiabilidade, os custos resultantes das falhas durante a fase de exploração decrescem em resultado da menor frequência de falhas. [11]

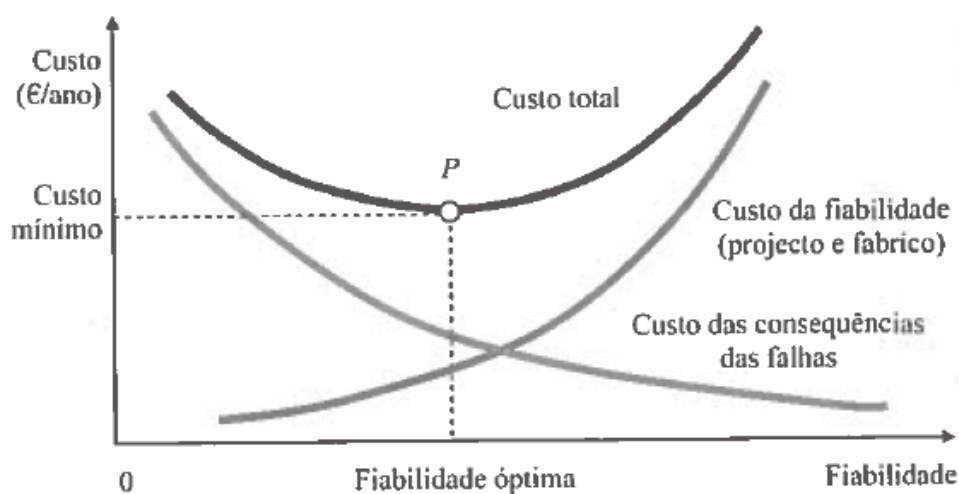


Figura 11 - Melhor compromisso entre fiabilidade e falhas

4. Modelos de planeamento do sistema eletroprodutor

A elevada integração de energias renováveis no sistema eletroprodutor português requer novas ferramentas de modelação dos diferentes parâmetros de modo a realizar diferentes estudos (necessidades de expansão de rede, desenvolvimento de redes e avaliação da segurança de abastecimento ao nível da produção), a diferentes níveis (por estado-membro, por região ou mesmo na Europa).

As características das centrais hidroelétricas, nomeadamente a possibilidade de armazenar uma grande quantidade de energia é uma característica muito apreciada pelas redes de transporte de energia que têm que lidar com consideráveis flutuações na oferta e procura.

Neste contexto, ligado ao importante papel que a energia hidroelétrica representa para um grande número de sistemas, especialmente nos países do Norte e do Mediterrâneo, ferramentas capazes de modelar este tipo geração têm um papel muito importante neste novo paradigma do sistema elétrico.

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada pela REN, o operador da rede de transporte português, para desenvolver a atividade de monitorização da segurança a médio e longo prazo ao nível de produção de eletricidade, que consiste nas integrações de dois modelos: VALORAGUA e RESERVAS.

4.1 VALORAGUA

O VALORAGUA é um software computacional desenvolvido pela REN/EDP, composto por vários módulos, implementados para fazer a gestão integrada do sistema eletroprodutor, a nível nacional ou interconectado com outros países (ou áreas). Estabelece a melhor estratégia para minimizar o custo total do sistema, usando o conceito de “valor da água” (em termos energéticos e económicos) por cada central de produção hídrica, para cada intervalo de tempo (semanal/mensal) e por condições hidrológicas. Para centrais hidroelétricas, o modelo toma em consideração o facto de a água poder ter outras utilidades para além da produção de eletricidade.

A análise detalhada realizada por este modelo do sistema eletroprodutor, permite determinar a operação ótima das centrais de modo a atingir o estado de menor custo de operação do mesmo. Este modelo fornece informação detalhada sobre o comportamento técnico, económico e ambiental do sistema e de cada central produtora, tomando em consideração a aleatoriedade da hidrologia. Fornece também um cálculo cuidadoso sobre os custos marginais de geração e o custo marginal da água para cada central hidroelétrica. [14]

4.1.1 Características do modelo

O modelo analisa o período referente a um ano. Neste período, a configuração do sistema eletroprodutor deve ser definida. Períodos mensais ou semanais são os usados para efeitos de gestão do sistema.

O principal objetivo deste modelo é otimizar a operação integrada de um sistema de produção hidrotermal, fazendo a ligação entre a gestão da água e a operação do sistema elétrico, levando em consideração aspetos físicos, técnicos, económicos e características operacionais do sistema. Também permite uma avaliação das emissões de gases resultantes da geração de energia térmica e a otimização do cronograma de manutenção das centrais elétricas. [14]

Características do modelo:

- Modelagem detalhada do sistema hidroelétrico (representação individualizada das cascatas e esquemas hidráulicos, possibilitando as séries hídricas de entrada);
- Geração de energia eólica;
- Avaliação das políticas de energia e meio ambiente, incluindo integração de energia renovável e requisitos de sistema;
- Alocação de mercado (operação através da rede elétrica);
- Mecanismo de ajuste de preços ajusta a estrutura de geração de energia;
- Determinação do equilíbrio económico do ambiente de mercado perfeito;
- Áreas interconectadas por redes de transmissão equivalentes.

O sistema eletroprodutor é esquematicamente representado por cinco grandes grupos de dados de entrada, correspondendo aos maiores componentes necessários para a caracterização do sistema.

Estes grupos são:

- Identificação inicial (nome, ponto de ligação à rede)
- Informação elétrica
 - Nós
 - Linhas de transporte (características técnicas das linhas)
- Informação hidráulica
 - Cascatas
 - Albufeiras
 - Turbinas
 - Bombagem
 - Ligações hidráulicas
- Informação térmica
 - Períodos de manutenção
 - Características técnicas do grupo (Potência nominal, encargos variáveis)
- Importações – Exportações

Na caracterização das centrais térmicas no VALORAGUA, é necessário definir o FOR (Forced Outage Rate) e o MOR (Maintenance Outage Rate) por grupo.

4.2 RESERVAS

A mudança de paradigma ao nível do setor elétrico criou a necessidade de desenvolver novos modelos que permitissem calcular indicadores de segurança de abastecimento que incorporassem os efeitos da adequação da reserva operacional. Atentas às novas necessidades, a REN e a REE (Rede Elétrica de Espanha) promoveram, com o apoio do INESC (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores) Porto, o desenvolvimento do Modelo RESERVAS. Este projeto teve por objetivo desenvolver uma ferramenta que permitisse avaliar as necessidades de reserva operacional e os impactes na segurança de abastecimento decorrentes da integração de elevados níveis de produção renovável intermitente nos sistemas elétricos ibéricos.

O princípio geral é construir um grande número de cenários de geração energética para o futuro e combiná-los com um grande número de possíveis cenários de carga. Ao definir-se um grande número de simulações Monte Carlo anuais, é determinado, para cada ano e em cada hora, se a produção pode fazer face a procura em todos os períodos analisados.

O programa RESERVAS é baseado no método de simulação de Monte-Carlo seguindo uma representação cronológica, na qual são enfatizados alguns aspetos horários para avaliar as exigências de reserva dos sistemas produtores, considerando fontes de energia renováveis. A ideia principal é possibilitar o estudo do comportamento dos índices de fiabilidade, quando a maior parte das fontes de energia é renovável. A energia renovável engloba principalmente as fontes de energia hídrica, eólica, mini-hídricas, embora outras fontes, como a solar, possam ser representadas em diferentes quantidades. Além disso, é possível realizar a análise da probabilidade de perda de carga, calcular a quantidade de energia renovável desperdiçada através do uso de uma quantidade pré-definida de produção térmica, bem como estimar alguns índices associados ao desperdício de energia renovável.

Um modelo cronológico habitual (figura 12) contém 8760 níveis, correspondentes a cada hora do ano. Dois níveis de incerteza, que representam desvios de previsão de carga de curto e longo prazo, podem ser simulados.

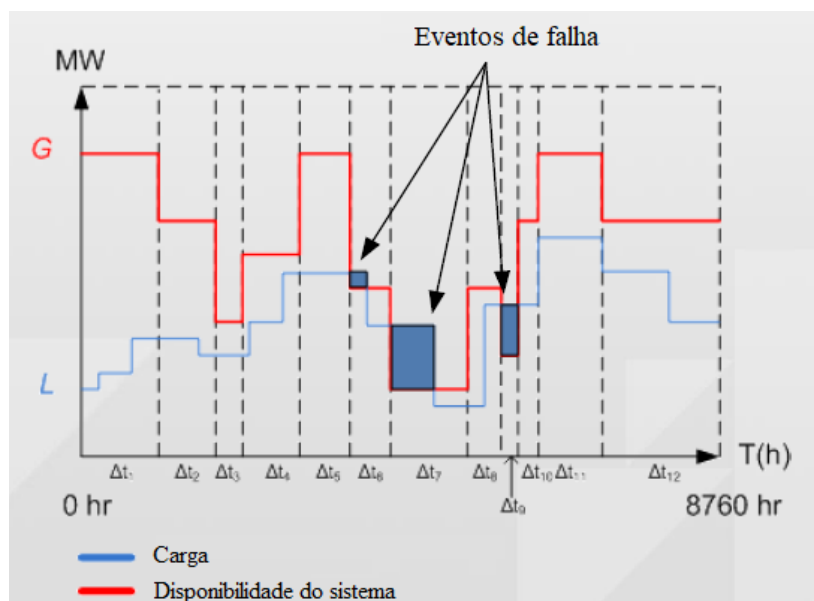


Figura 12 - Modelo gráfico da simulação (RESERVAS) [15]

Fonte: REN

4.2.1 Características do modelo

A identificação da quantidade necessária de capacidade de produção do sistema para garantir o abastecimento adequado de eletricidade é um objetivo importante tanto do ponto de vista do planeamento do sistema como do ponto de vista da sua operação. Normalmente, o problema pode ser dividido em dois aspetos conceituais principais: reserva estática e operacional. A abordagem da reserva Estática está relacionada à avaliação de longo prazo da segurança de abastecimento.

Por outro lado, a abordagem à Reserva Operacional é frequentemente tratada como um problema operacional, principalmente devido às variações de curto prazo que podem ocorrer do lado da oferta e procura. Na última abordagem, a carga esperada deve ser prevista e produção que satisfaça os consumos deve ser programada. Além disso, a suficiência de reservas deve ser programada para atender às incertezas de carga, às interrupções das unidades devido a paragens fortuitas e variações da componente eólica.

No programa RESERVAS ambas as avaliações são realizadas ao mesmo tempo e o conceito de avaliação da capacidade operacional é estendido de uma abordagem de curto prazo para uma abordagem de longo prazo, incluindo incertezas renováveis, como a variabilidade da energia eólica. Outras fontes renováveis, como solar térmica, solar fotovoltaica, biomassa,

energia das ondas, energia das marés e assim por diante, também podem ser levadas em consideração.

A consideração básica para ambas as análises é concentrar todas as unidades produtoras e transferir para um único barramento. Portanto, todos os índices de risco associados à reserva estática são baseados na seguinte equação de balanço energético:

$$G - L < 0$$

Equação 6 – Equação de balanço energético

Sendo:

G = Capacidade de geração

L = Carga do sistema

A variável aleatória G depende da disponibilidade dos equipamentos e das flutuações de capacidade devido ao recurso primário, por exemplo, à hidrologia, às variações do vento ou a disponibilidade solar. A variável aleatória L depende das incertezas de curto prazo e longo prazo.

Para avaliar o desempenho da reserva operacional, o modelo RESERVAS considera a seguinte metodologia descrita na figura 13.

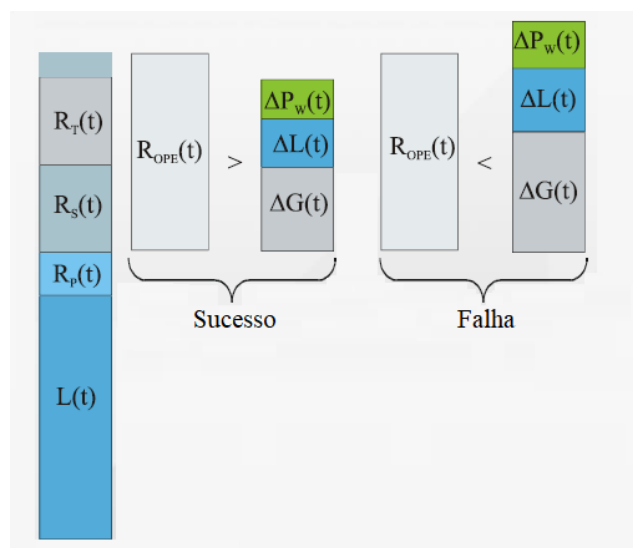


Figura 13 - Reserva operacional [15]

Fonte: REN

Sendo:

$L(t)$ = Procura elétrica

$R_p(t)$ = Reserva primária no momento "t"

$R_s(t)$ = Reserva secundária no momento "t"

$R_T(t)$ = Reserva terciária no momento "t"

$R_{OPE}(t)$ = Reserva de operação no momento "t"

$\Delta P_W(t)$ = Representa a variação da capacidade de produção eólica no momento "t"

$\Delta L(t)$ = Representa a variação a curto prazo da carga no momento "t"

$\Delta G(t)$ = Representa a variação da capacidade de geração devido a paragens forçadas no momento "t"

Em cada período "t" tem que haver uma potência programada mínima capaz de satisfazer a procura prevista e as necessidades de reserva primária e secundária. De acordo com o critério de reserva operacional, é necessário identificar a potência mobilizável em menos de uma hora. Para definir a necessidade de reserva operacional, o modelo realiza os seguintes processos:

- Cálculo probabilístico da perda de geração por falha $\Delta G(t)$, baseado na taxa de falhas fortuitas de cada grupo.
- Cálculo da variação da carga prevista $\Delta L(t)$, baseado no desvio típico da distribuição normal do erro da previsão percentual da procura a curto prazo.
- Estimativa da variação da potência eólica prevista $\Delta P_W(t)$, mediante o método de persistência, calculada através da diferença $\Delta P_W(t) - \Delta P_W(t - 1)$.

A partir dessas variáveis, a seguinte verificação pode ser estabelecida para avaliar o valor de reserva da operação no período t, com duração de uma hora. [16]

$$R_{OPE} \geq \Delta L + \Delta P_W + \Delta G$$

Equação 7 - Requisito da reserva operacional [16]

O Modelo RESERVAS baseia-se na simulação cronológica horária de Monte-Carlo e permite considerar diversos cenários e preservar as relações complexas entre as principais variáveis aleatórias do problema.

4.2.1.1 Simulação Monte-Carlo

A simulação de Monte Carlo é uma metodologia estatística que se baseia numa grande quantidade de amostragens aleatórias para se chegar a resultados próximos de resultados reais. Esta simulação permite que se faça testes com as variáveis com um número suficientemente grande de situações para ter com mais precisão a oportunidade de algum resultado acontecer.

O termo simulação sequencial ou cronológica significa que o histórico de um sistema é simulado em etapas de tempo discreto fixo. A abordagem sequencial é baseada na amostragem da duração do estado do componente de acordo com sua distribuição de probabilidade. Essa abordagem é usada para simular o processo estocástico da operação do sistema por meio do uso de cada componente do sistema, tempo médio de falha (MTTF) e tempo médio de reparo (MTTR).

Considerando um modelo de Markov de dois estados, esses dois parâmetros estocásticos são usados para calcular o tempo, que geralmente é considerado como sendo distribuído exponencialmente, para o qual cada componente permanecerá no estado “up” ou “down”.

[17]

4.3 Enquadramento do trabalho nos modelos de planeamento

Atualmente, a REN, usa como referência, nas ferramentas VALORAGUA E RESERVAS, parâmetros FOR (Forced Outage Rate), MOR (Maintenance Outage Rate), avarias/ano e MTTR (Mean Time To Repair) com base nas indisponibilidades das centrais entre os anos de 2000 e 2005, e tempos de manutenção, com base na literatura. Como já vimos no ponto 2.2, o sistema eletroprodutor português registou uma mudança de paradigma significativa ao longo destes últimos anos, com uma penetração cada vez mais elevada de fontes de energia intermitente na rede, como é o caso da energia eólica e fotovoltaica.

Na sequência da necessidade de avaliar os indicadores atualmente a serem usados, associados às paragens fortuitas e paragens de manutenção planeadas das centrais térmicas e hídricas, foram desenvolvidas duas ferramentas de cálculo que pudessem obter novos parâmetros com base no registo, desde o ano de 2006 até 2017, das folhas de indisponibilidades anuais.

No próximo capítulo irá ser efetuada uma apresentação aos programas desenvolvidos neste trabalho, assim como se vai ser feita uma descrição da sua forma de funcionamento e dos resultados apresentados.

5. Desenvolvimento das ferramentas de cálculo dos indicadores

Um dos objetivos do trabalho desenvolvido na empresa, é a criação de uma ferramenta que automatize o cálculo de alguns indicadores globais associados às falhas paragens fortuitas e planeadas dos grupos geradores que são usados no estudo do sistema eletroprodutor nacional e usados nos programas RESERVAS e VALORAGUA para a monitorização da segurança do abastecimento. Atualmente a REN usa dados referentes à indisponibilidade das centrais térmicas e hídricas verificadas entre o ano de 2000 e 2005, para efeitos do estudo realizado para o RMSA-E (relatório de monitorização de abastecimento do sistema elétrico nacional). Como já foi referido, o panorama do sistema eletroprodutor português foi mudando significativamente nos últimos anos, com a penetração cada vez maior das fontes de energia renovável intermitente na rede, com isto, surgiu a necessidade de recalcular e reavaliar os diferentes indicadores usados nos programas de simulação do sistema elétrico da REN, com base no registo das indisponibilidades das centrais produtoras entre o ano de 2006 e 2017.

Com isto, pretende-se comparar os dados obtidos neste trabalho com os que estão a ser usados, e atualizar o valor de alguns parâmetros a serem introduzidos no VALORAGUA e RESERVAS. Os indicadores alvo deste trabalho são:

- Tempo de paragem anual
- Tempo em funcionamento anual
- MTTF (Mean Time To Fail)
- Avarias/ano
- MTTR (Mean Time To Repair)
- FOR (Forced Outage Rate)
- MTIM (Mean Time In Maintenance)
- MOR (Maintenance Outage Rate)
- MOR mensal
- MOR semanal

Indicadores como o MTTR e “Avarias/ano” irão ser usados no programa RESERVAS, e o FOR, MOR, MOR mensal e MOR semanal irão ser afetos ao programa VALORAGUA. O resto dos indicadores irão ser usados para efeitos de cálculo ou para o estudo do plano de manutenção usado nas centrais térmicas e hídricas nacionais, um tema que irá ser abordado no próximo capítulo.

5.1 Ferramentas de cálculo dos indicadores de fiabilidade

As ferramentas desenvolvidas neste trabalho têm como objetivo calcular alguns indicadores a serem usados nos programas de simulação do sistema eletroprodutor da REN para efeitos de realização do RMSA e dos estudos sobre o planeamento do sistema eletroprodutor. Irão ser desenvolvidas duas ferramentas de cálculo, uma com a designação de “Cálculo de Indicadores”, que irá permitir calcular os seguintes indicadores:

- Tempo de paragem anual por grupo produtor
- Tempo em funcionamento anual por grupo produtor
- MTTF por grupo
- Avarias/ano por central e por grupo
- MTTR por grupo
- FOR por grupo

- MTIM por grupo e central
- MOR por grupo

Estes parâmetros irão ser calculados com e sem risco de rede, um conceito que irá ser abordado mais à frente.

O segundo programa tem como objetivo fazer uma análise mais detalhada do tempo de paragem das centrais, e terá como *input* o FOR por grupo com e sem risco de rede obtido no primeiro programa, terá a designação de “MOR & FOR”, e irá calcular os seguintes parâmetros:

- MOR mensal por grupo/central
- MOR semanal por grupo/central
- FOR anual por central

A aplicação foi desenvolvida em ambiente *Microsoft Office Excel-Visual Basic for Applications* (VBA), com recurso a várias macros e programação.

Neste trabalho só foram consideradas os grupos das centrais térmicas e hídricas com potência instalada superior a 30 MW, visto serem as que têm um maior impacto no sistema eletroprodutor nacional.

5.1.1 Estrutura dos dados

O principal *input* destes softwares são as folhas excel com o registo anual das indisponibilidades das centrais produtoras hídricas e térmicas. Para que os programas possam correr sem problemas a estrutura das folhas de registo introduzida nestes, terá que ser igual para todos os anos. O ficheiro das indisponibilidades deverá conter os dados todos na mesma folha excel do ficheiro excel e deverá conter a seguinte informação:

- Número: Número da linha que contém a informação;
- Número agente: Número que identifica a paragem ocorrida;
- Identificação: Identificação do grupo e da central que entrou em paragem no seguinte formato “GY XX”, onde G é referente à palavra “grupo”, Y é o número do grupo

que entrou em paragem, e XX é a sigla que identifica a central relativa ao grupo (por exemplo, G4 SN diz respeito ao grupo 4 da central térmica de Sines);

- Tipo elemento: Identifica as centrais de acordo com o seu tipo (exemplo: albufeira, fio de água, térmicas etc.);
- Tipo: Identifica em que parte da cadeia de valor do setor elétrico é referente a informação da linha. (exemplo: produção, transporte ou distribuição), neste trabalho só irão ser tratados os dados referentes à produção.
- Ficha: Apresenta a informação de que o grupo em questão se encontra indisponível;
- Classificação: Identifica o tipo de paragem que ocorreu. As paragens relativas à produção podem ser classificadas pelas seguintes siglas:
 - **FT**: Paragem fortuita;
 - **FM**: Paragem de força maior (irá ser tratada como uma paragem FT);
 - **RR**: Paragem em risco de rede;
 - **PL**: Paragem planeada com bastante antecedência (meses ou no ano anterior);
 - **PR**: Paragens planeadas com pouca antecedência (dias ou semanas);
 - **OT**: Paragens por outros motivos (irá ser tratada como uma paragem FT).
- Estado: Nesta coluna está disposta a informação de que a paragem foi confirmada;
- Indisponibilidade: Identifica o tipo de indisponibilidade que ocorreu. Neste ficheiro estão apresentados dados referentes a indisponibilidades em telerregulação, em compensador e em bomba. Os dados de telerregulação e compensadores não serão tratados neste trabalho;
- Condicionantes: Identifica algumas condicionantes responsáveis pelas paragens. Neste trabalho, essas condicionantes não serão alvo de estudo.
- Máximo: Apresenta a potência máxima da central

- Mínimo: Apresenta a potência mínima da central
- Potência disponível: Apresenta a potencia disponível da central na altura da paragem;
- Potência indisponível: Apresenta a potência indisponível da central na altura da paragem;
- Data de início prevista: Indica a data de início prevista;
- Data de fim prevista: Indica a data de fim prevista;
- Data de início efetiva: Indica a data de início efetiva, sendo que será com esta informação que o trabalho vai ser desenvolvido;
- Data de fim efetiva: Indica a data de fim efetiva, sendo que será com esta informação que o trabalho vai ser desenvolvido;
- Data de abertura: Abertura do processo
- Observações: Nesta coluna serão feitas observações relevantes, por parte de quem tomou registo do evento.
- Motivos: Nesta secção desta descrito o motivo da paragem

Os programas foram desenvolvidos com base na estrutura do ficheiro das indisponibilidades do ano mais recente, neste caso o de 2017, logo, é necessário garantir que os ficheiros de outros anos em estudo tenham as mesmas colunas, pela mesma ordem de ordenação, tomando como referência o ficheiro do ano de 2017.

Na figura 14 e na figura 15 mostra-se um excerto do ficheiro das indisponibilidades do ano de 2017, onde é possível ver as informações em cima descritas, e de igual forma a ordem de registo dos dados deste ficheiro.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Nºme	Nºme	Identificação	Tipo Elei	Tipo	Fich	Clai	Estado	Implic.	Indisp.	Condic.	Máxi	Miniri	Pot. Di	Pot. Inc
764	1751	3068	CFT	FARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA			Potência	132	105		
765	1752	3070	G1 AG	ARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA							112
766	1753	3071	G1 AG	ARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA		Bomba					112
767	1754	3069	G1 CA	ARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA			Ensaio	5	0		
768	1755	3072	G2 MD	FARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA							60
769	1756	3073	G1 VR	FARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA							80
770	1757	3074	G1 TR	FARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA							70
771	1760	3368	G3 PG2	TERM	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA		Telerregulação	Potencia	418.6		418.6	16.4
772	1762	3077	G2 CM	FARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA							39
773	1763	5413	G3 PG2	TERM	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA		Telerregulação	Potencia	418.6		418.6	16.4
774	1764	5414	G4 PG2	TERM	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA		Telerregulação	Potencia	418.6		418.6	16.4
775	1765	3088	G1 TR	FARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					70
776	1766	3089	G2 TR	FARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					70
777	1767		LCPG.PG2	LINHA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
778	1768	3091	G4 FD2	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA							390
779	1769	3092	G4 FD2	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					390
780	1770	3093	G3 SD2	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					250
781	1771	3094	G3 AV	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					127
782	1772	3095	G4 AV	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					127
783	1773	3096	G1 AV	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					127
784	1774	3097	G2 AV	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					127
785	1775	3099	G1 AG	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					112
786	1776	3100	G2 AG	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					112
787	1777	3101	G3 AG	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					112
788	1778	3102	G2 VF	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					55
789	1779	3103	G1 TR	FARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					70
790	1780	3104	G1 AG	ARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					112
791	1781		B 2 220 SFN	BARRA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
792	1782	3105	G2 TR	FARP	Geracao	INDISP	FT	CONFIRMADA		Bomba					70
793	1786	3076	CAV	ARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA			Potência	240	0		
794	1788		B 1 400 SVM	BARRA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
795	1789		B 3 220 SFN	BARRA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
796	1790	3047	G1 RG	FARP	Geracao	INDISP	RR	CONFIRMADA							60
797	1791	3048	G2 RG	FARP	Geracao	INDISP	RR	CONFIRMADA							60
798	1792	3049	G3 RG	FARP	Geracao	INDISP	RR	CONFIRMADA							60
799	1797	3109	G2 CB	ARP	Geracao	INDISP	PR	CONFIRMADA							53
800	1798		B 1 220 SFN	BARRA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
801	1814		B 2-B 220 SCG	BARRA	Transp	INDISP	PR	CONFIRMADA							
802	1817		RC A ST1	RC	Transp	INDISP	ET	CONFIRMADA							

Figura 14 - Estrutura dos dados a inserir nos programas excel.

P	Q	R	S	T	U	V	W
1	Data Inicio Prev	Data Fim Prev	Data Inicio Efect	Data Fim Efect	Data Abertura	Observações	Motivos
764	13-03-2017 08:00	13-03-2017 11:59	13-03-2017 08:00	13-03-2017 11:59	10-03-2017 11:31		CFT / Ensaio de ruído ocupacional
765	22-03-2017 09:00	22-03-2017 19:59	22-03-2017 09:00	22-03-2017 19:59	10-03-2017 11:46		CAG / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
766	22-03-2017 09:00	22-03-2017 19:59	22-03-2017 09:00	22-03-2017 19:59	10-03-2017 11:46		CAG / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
767	15-03-2017 10:00	15-03-2017 16:59	15-03-2017 10:00	15-03-2017 16:59	10-03-2017 11:46		CA / Ensaio no regulador de velocidade
768	13-03-2017 13:00	13-03-2017 16:59	13-03-2017 13:00	13-03-2017 16:59	10-03-2017 12:31		CMJ / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
769	14-03-2017 14:00	14-03-2017 16:59	14-03-2017 14:00	14-03-2017 16:59	10-03-2017 12:31		CVR / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
770	15-03-2017 13:00	15-03-2017 16:59	15-03-2017 13:00	15-03-2017 16:59	10-03-2017 12:31		CTR / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
771	11-03-2017 23:00	11-03-2017 05:59	10-03-2017 23:00	11-03-2017 05:59	10-03-2017 15:16		Telerregulação indisponível. - Unavailable tele-regulation.
772	11-03-2017 03:30	11-03-2017 04:48	11-03-2017 03:30	11-03-2017 04:48	11-03-2017 03:46		Rotura de baletas. CCM / Avaria Mecânica - Mechanical Failure
773	11-03-2017 23:00	11-03-2017 07:59	11-03-2017 23:00	11-03-2017 07:59	11-03-2017 14:31		Telerregulação indisponível. - Unavailable tele-regulation.
774	11-03-2017 23:00	11-03-2017 07:59	11-03-2017 23:00	11-03-2017 07:59	11-03-2017 14:46		Telerregulação indisponível. - Unavailable tele-regulation.
775	11-03-2017 08:58	11-03-2017 09:59	11-03-2017 08:58	11-03-2017 09:59	11-03-2017 16:31		Condicionamento de cota devido a prova de caoagem CTR / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
776	11-03-2017 08:58	11-03-2017 09:59	11-03-2017 08:58	11-03-2017 09:59	11-03-2017 16:31		Condicionamento de cota devido a prova de caoagem CTR / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
777	13-03-2017 10:00	22-03-2017 17:00	13-03-2017 10:00	22-03-2017 17:00	10-03-2017 18:05		CRG / Trabalhos de Entidade Externa.
778	11-03-2017 18:00	13-03-2017 19:38	11-03-2017 18:00	13-03-2017 19:38	11-03-2017 19:31		Motivo por apurar CFJ2 / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
779	11-03-2017 18:00	13-03-2017 19:38	11-03-2017 18:00	13-03-2017 19:38	11-03-2017 19:31		Motivo por apurar CFJ2 / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
780	12-03-2017 12:50	12-03-2017 22:59	12-03-2017 12:50	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:01		Cota mínima em CCD para cumprirmos com o ecológico CSO2 / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
781	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:16		Foi atingido a cota mínima de bombagem CAV / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
782	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:16		Foi atingido a cota mínima de bombagem CAV / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
783	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:16		Foi atingido a cota mínima de bombagem CAV / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
784	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:16		Foi atingido a cota mínima de bombagem CAV / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
785	12-03-2017 13:00	12-03-2017 14:44	12-03-2017 13:00	12-03-2017 14:44	12-03-2017 13:31		Cota mínima em CRV para cumprirmos com o programa CAG / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
786	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:31		Cota mínima em CRV para cumprirmos com o programa CAG / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
787	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:00	12-03-2017 22:59	12-03-2017 13:31		Cota mínima em CRV para cumprirmos com o programa CAG / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
788	12-03-2017 14:33	30-11-2017 17:59	12-03-2017 14:33	30-11-2017 17:59	12-03-2017 14:46		cota de jusante da CVF CVF / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
789	12-03-2017 14:20	12-03-2017 22:59	12-03-2017 14:20	12-03-2017 22:59	12-03-2017 15:16		Atingido cota mínima de bombagem para 2 bombas CTR / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
790	12-03-2017 16:32	12-03-2017 22:59	12-03-2017 16:32	12-03-2017 22:59	12-03-2017 16:46		Cota mínima em CRV para cumprirmos com o programa CAG / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
791	13-03-2017 08:00	13-03-2017 17:00	13-03-2017 07:33	13-03-2017 17:17	10-03-2017 16:06		SFN / Criação de condições de segurança para trabalho na vizinhança/proximidade: no painel do ATS.
792	12-03-2017 21:30	12-03-2017 22:59	12-03-2017 21:30	12-03-2017 22:59	12-03-2017 21:46		Atingido cota mínima de bombagem CTR / Bomba Indisponível - Pumping Mode Unavailable
793	13-03-2017 09:00	13-03-2017 12:59	13-03-2017 09:00	13-03-2017 12:59	13-03-2017 10:31		CAV / Recolha de óleos
794	16-03-2017 08:30	16-03-2017 17:00	16-03-2017 08:34	16-03-2017 18:19	10-03-2017 19:10		SVM / Manutenção preventiva do painel do TR4.
795	13-03-2017 09:30	17-03-2017 17:00	13-03-2017 09:24	16-03-2017 17:50	13-03-2017 09:28		SFN / Criação de condições de segurança para trabalho na vizinhança/proximidade: 204 (PLN1).
796	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	13-03-2017 11:46		Inspeção subaquática da Ponte da Régua sobre o Rio (CRG / Gerador Indisponível - Generator Unavailable)
797	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	13-03-2017 11:46		Inspeção subaquática da Ponte da Régua sobre o Rio (CRG / Gerador Indisponível - Generator Unavailable)
798	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	14-03-2017 14:00	14-03-2017 15:59	13-03-2017 11:46		Inspeção subaquática da Ponte da Régua sobre o Rio (CRG / Gerador Indisponível - Generator Unavailable)
799	14-03-2017 11:00	14-03-2017 11:59	14-03-2017 11:00	14-03-2017 11:59	13-03-2017 15:31		Recolaboração em funcionamento da protecção eléctrica CCB / Gerador Indisponível - Generator Unavailable
300	14-03-2017 07:30	14-03-2017 17:00	14-03-2017 07:41	14-03-2017 17:19	13-03-2017 16:35		SFN / Criação de condições de segurança para trabalho na vizinhança/proximidade: no painel do ATS.
301	14-03-2017 08:35	14-03-2017 17:00	14-03-2017 08:30	14-03-2017 10:40	14-03-2017 08:31		SCG / Criação de condições de segurança para trabalho na vizinhança/proximidade: desmantelamento do painel 218.
302	14-03-2017 10:07	14-03-2017 11:07	14-03-2017 09:55	14-03-2017 10:49	14-03-2017 10:07		STJ / Inspeção prévia ao painel.
303	20-03-2017 07:00	22-03-2017 16:00	20-03-2017 07:56	22-03-2017 15:31	19-12-2016 16:57		Mantenimento Optical fiber works. Trabalhos de Entidade Externa.

Figura 15 - Estrutura dos dados a inserir nos programas excel (Continuação).

Caso o ficheiro carregado no programa não possuir esta estrutura não será possível prosseguir o mesmo.

5.1.2 Execução da ferramenta “Cálculo de indicadores”

Esta ferramenta, tal como já foi referido no ponto 5.1, foi desenvolvida com objetivo de calcular alguns indicadores de fiabilidade, a serem usados nos programas VALORAGUA e RESERVAS, com base na folha de registo das suas indisponibilidades.

Numa primeira fase da utilização da ferramenta, o utilizador terá que abrir o ficheiro excel, com a designação de “Cálculo de indicadores”, com a extensão *.xslm*. Como podemos ver na figura 16 o programa é constituído por 5 folhas de cálculo, nomeadamente: MACROS, Indisponibilidades, Dados, Parâmetros e Siglas.

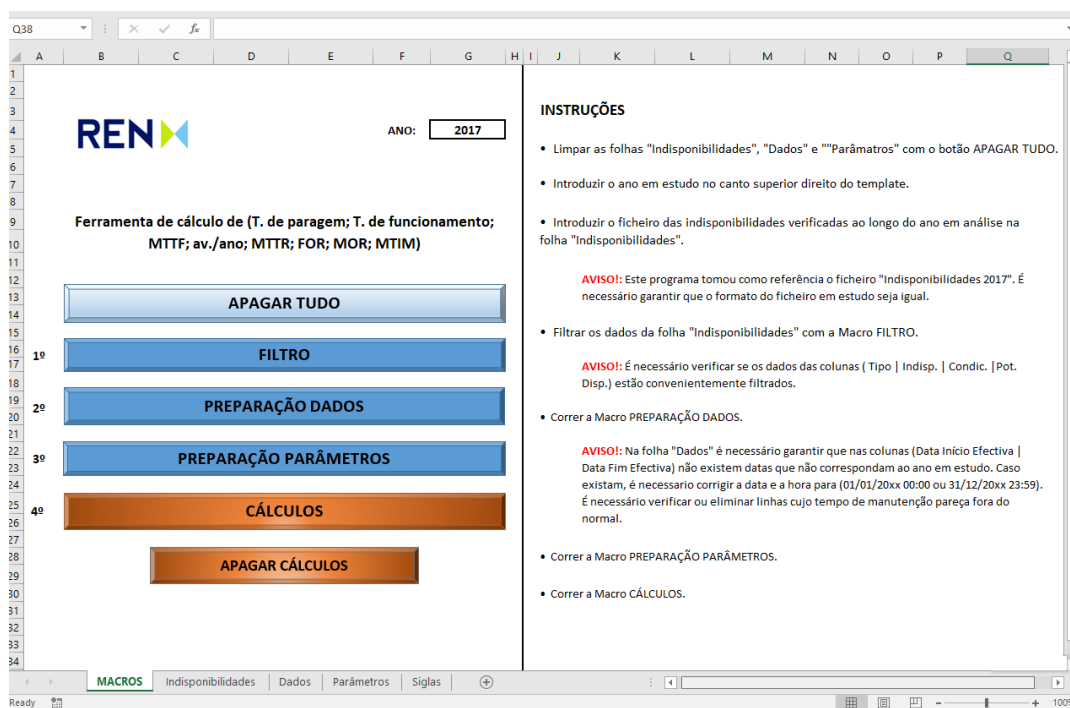


Figura 16 - Template de utilizador do programa “Cálculo de indicadores.xslm”.

Na folha “MACROS” é apresentada o template do utilizador com as respetivas macros e com as instruções de uso, com a indicação passo a passo, com alguns avisos de como usar devidamente o programa.

Após a abertura do programa é pedido ao utilizador que limpe as folhas “Indisponibilidades”, “Dados” e “Parâmetros” ao pressionar a macro APAGAR TUDO. Em seguida, é necessário introduzir o ano do documento em estudo no template, ao clicar em ANO, o excel irá dar a opção de escolher um ano entre 2006 e 2030. Este programa foi criado com o objetivo de calcular em anos futuros os indicadores já mencionados, a partir das folhas das indisponibilidades anuais. Depois de efetuar estes últimos passos, é necessário introduzir os dados das indisponibilidades do ano em estudo na folha “indisponibilidades”.

Como se pode visualizar na figura 17, as macros encontram-se numeradas de 1 a 4, esta numeração tem como objetivo guiar o utilizador na execução do programa. De seguida é apresentado com mais detalhe a função cada macro, e dadas a conhecer algumas considerações sobre o trabalho.

Para efeitos de confidencialidade o nome das centrais foi omitido em todas as imagens e tabelas.

Uniformização dos dados em estudo

Existem algumas alterações que foram efetuadas nos anos em estudo (2006- 2017) e que irão ter que ser tomadas em consideração em futuras aplicações deste programa. O utilizador precisará de garantir que os dados apenas contêm informação referente ao ano em estudo, de forma a que os cálculos não sejam inflacionados por conter informação de paragens que ocorreram noutros anos. Por exemplo, se o ano em estudo for o 2016, e houver uma paragem registada como:

Data inicio efetiva: 24-11-2015 23:59

Data fim efetiva: 03-02-2016 23:59

Então, o usuário precisa de alterar o registo para a seguinte configuração:

Data inicio efetiva: 01-01-2016 00:00

Data fim efetiva: 03-02-2016 23:59

Desta maneira, todos os cálculos a serem efetuados irão ter como base as 8760 horas anuais.

Para que haja uma uniformização na categorização das paragens, existe mais uma alteração que foi necessário fazer nas folhas das indisponibilidades anuais: paragens registadas como FM e OT (registos que aconteceram nos anos de 2006, 2007 e 2008) irão ser consideradas

como falhas fortuitas, devido ao facto de serem falhas que, por norma, aconteceram num único dia com tempos de paragem curto, uma característica comum entre as paragens fortuitas. Desta forma, o registo das FM e OT nas folhas das indisponibilidades irá que ser substituído por FT.

- **FILTRO**

A folha de indisponibilidades disponibilizada contém informações que não serão alvo de estudo deste projeto, daí a necessidade de criar uma macro que irá fazer uma filtragem de linhas que não são relevantes. Os dados filtrados serão os seguintes:

- Dados relacionados com linhas de transporte e distribuição;
- Dados relacionados com compensadores e telerregulação;
- Dados de condicionamento (caudal, cota jusante, cota montante, ensaios, potência, queda);
- Linhas onde a célula excel destinada ao registo da potência disponível do grupo esteja em branco.

- **PREPARAÇÃO DADOS**

Os dados irão ser organizados numa folha de cálculo designada por “Dados”. Nesta folha, irão ser criadas 3 novas colunas que irão executar as seguintes ações: identificar o nome da central, identificar o grupo em paragem e por fim irá ser calculado o tempo (em horas) de cada paragem.

Na tabela 2, podemos ver um excerto da folha “Dados”, onde estão ilustradas estas colunas.

Tabela 2 - Excerto da folha “Dados” do programa “Cálculo de indicadores.xlsm”.

Nome Central	Grupo	Identificação	Data Início Efetiva	Data Fim Efetiva	Tempo de manutenção (horas)
Central A	2	G2 A	11-02-2017 01:00	17-03-2017 23:59	838,98
Central A	2	G2 A	18-03-2017 00:00	27-03-2017 23:59	239,98
Central B	2	G2 B	01-03-2017 00:00	07-04-2017 23:59	911,98
Central C	3	G3 C	30-09-2017 01:00	04-10-2017 23:59	118,98
Central D	3	G3 D	18-02-2017 23:00	24-02-2017 20:17	141,28
Central D	4	G4 D	11-02-2017 00:00	28-02-2017 11:36	419,60
Central E	1	G1 E	24-03-2017 23:00	31-03-2017 20:00	165,00
Central F	2	G2 F	19-03-2017 16:00	27-03-2017 05:26	181,43
Central G	3	G3 G	03-01-2017 14:00	03-01-2017 16:59	2,98
Central G	1	G1 G	04-01-2017 14:00	05-01-2017 00:21	10,35

Esta identificação irá ser feita com auxílio de uma tabela (Anexo1) localizada na folha “Siglas”, onde esta registado a nomenclatura associada a cada uma das centrais assim como a sua potência.

- **PREPARAÇÃO PARÂMETROS**

Com recurso à tabela dinâmica do excel, os dados irão ser agora agrupados em diferentes categorias de paragem (FT, PL, PR, RR), e os seus tempos de paragem serão somados. Podemos ver um excerto desta tabela na figura 17.

1	TERM / HIDRO	(All)	2017								Total	Total
2	Filtro (Bomba)	(Multiple Items)									Total Contagem	Somatório do tempo
3		Filtro										
4			FT	PL	PR	RR						
5												
6	Centrais		Contagem	Somatório do tempo	Contagem	Somatório do tempo	Contagem	Somatório do tempo	Contagem	Somatório do tempo		
7	Central A		6	193,08	7	694,53	11	94,80	9	30,08	33	1012,50
8	G1 A		1	47,40	1	416,28	5	57,72	3	10,02	10	531,42
9	G2 A		2	72,85	3	201,12	3	18,77	3	10,02	11	302,75
10	G3 A		3	72,83	3	77,13	3	18,32	3	10,05	12	178,33
11	Central B		15	238,88	3	1558,37	18	49,60	10	89,83	46	1936,68
12	G1 B		6	47,93	1	776,98	6	23,78	5	44,92	18	893,62
13	G2 B		9	190,95	2	781,38	12	25,82	5	44,92	28	1043,07
14	Central C		11	52,07	2	1513,47	6	17,15			19	1582,68
15	G3 C		6	30,58	1	555,70	5	13,17			12	599,45
16	G4 C		5	21,48	1	957,77	1	3,98			7	983,23
17	Central D		4	111,25			3	10,95	4	19,93	11	142,13
18	G1 D		4	111,25			1	2,48	2	9,97	7	123,70
19	G2 D						2	8,47	2	9,97	4	18,43
20	Central E		3	33,98	2	184,42	4	7,93	2	3423,30	11	3649,63
21	G1 E		1	15,48	1	103,43	2	3,97	1	1711,65	5	1834,53
22	G2 E		2	18,50	1	80,98	2	3,97	1	1711,65	6	1815,10
23	Central F		2	15,72	5	1076,28	6	5,38			13	1097,38
24	G1 F		2	15,72	3	549,40	4	2,10			9	567,22
25	G2 F				2	526,88	2	3,28			4	530,17
26	Central G		7	41,03	4	1108,63	5	2,42			16	1152,08
27	G1 G		5	36,03	2	545,97	3	1,45			10	583,45

Figura 17 - Excerto da folha “Parâmetros” do programa “Cálculo de indicadores.xlsm”.

Na folha das indisponibilidades, existem linhas com registo de paragem da bombagem da central, sendo que por norma o grupo gerador funciona também como bomba, quando existe alguma interrupção em bombagem, este registo fica registado em bomba e em grupo gerador, havendo assim uma duplicação de dados. Desta forma, e para que não haja duplicação de tempos nos cálculos, a tabela é construída com os dados da bombagem filtrados por defeito. Se for necessário calcular os indicadores de fiabilidade para a bombagem das centrais, existirá um filtro no canto superior esquerdo da folha “Parâmetros” onde terá a opção de escolha “Bomba”. Para além deste filtro, existirá mais dois na tabela. Localizado também no canto superior esquerdo, irá ser dado ao utilizador a opção de filtrar as centrais térmicas, as centrais hídricas a fio de água, e as albufeiras. Na tabela dinâmica existe um filtro localizado no topo da tabela que permitirá a filtragem dos tipos de paragem (FT, PL, PR, RR). Por último, existe um filtro com função de filtrar qualquer central da tabela.

• CÁLCULOS

Esta macro irá produzir o resultado final deste programa. Na tabela 3 podemos ver um excerto da folha de cálculos.

Tabela 3 - Excerto da tabela da folha “Parâmetros” do programa “Cálculo de indicadores.xlsm”.

	A	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	TERM/HDRO														
2	Filtro(Bomba)														
3		Sem risco de rede							Com risco de rede						
4															
5		Tempo paragem (horas)	Tempo funcionamento (horas)	MTTF	(av./ano)	MTR	FOR	MOR	Tempo paragem (horas)	Tempo funcionamento (horas)	MTTF	(av./ano)	MTR	FOR	MOR
6	Centrais														
7	Central A														
8	G1A	521,40	8238,60	1029,83	1	47,40	0,572%	5,41%	531,42	8228,58	748,05	4	14,35	0,693%	5,41%
9	G2A	292,73	8467,27	940,81	2	36,42	0,853%	2,510%	302,75	8457,25	704,77	5	16,57	0,970%	2,510%
10	G3A	168,28	8591,72	859,17	3	24,28	0,841%	1,090%	178,33	8581,67	660,13	6	13,81	0,957%	1,090%
11	Central B														
12	G1B	848,70	7911,30	565,09	6	7,99	0,602%	9,14%	853,62	7866,38	414,02	11	6,44	1,167%	9,14%
13	G2B	998,15	7761,95	323,41	9	21,22	2,401%	9,215%	1043,07	7716,93	266,10	14	16,65	2,966%	9,215%
14	Central C														
15	G1C	599,45	8160,55	627,73	6	5,10	0,373%	6,494%	599,45	8160,55	627,73	6	5,10	0,373%	6,494%
16	G2C	983,23	7776,77	972,10	5	4,30	0,275%	10,979%	983,23	7776,77	972,10	5	4,30	0,275%	10,979%
17	Central D														
18	G1D	113,73	8646,27	1441,04	4	27,81	1,270%	0,028%	123,70	8636,30	1079,54	6	20,20	1,384%	0,028%
19	G2D	6,47	8751,53	2917,16	0	0,00	0,000%	0,097%	16,43	8741,57	1748,31	2	4,96	0,114%	0,097%
20	Central E														
21	G1E	122,88	8637,12	1727,42	1	15,48	0,179%	1,226%	1834,53	6925,47	1154,24	2	863,57	19,961%	1,226%
22	G2E	103,45	8656,55	1442,76	2	9,25	0,213%	0,370%	1815,10	6944,90	992,13	3	576,72	19,944%	0,370%
23	Central F														
24	G1F	567,22	8192,78	819,28	2	7,86	0,191%	6,296%	567,22	8192,78	819,28	2	7,86	0,191%	6,296%
25	G2F	530,17	8229,83	1645,97	0	0,00	0,000%	6,052%	530,17	8229,83	1645,97	0	0,00	0,000%	6,052%
26	Central G														
27	G1G	583,45	8716,55	743,32	5	7,21	0,439%	6,249%	583,45	8716,55	743,32	5	7,21	0,439%	6,249%
28	G2G	568,63	8191,37	1170,20	2	2,50	0,061%	6,434%	568,63	8191,37	1170,20	2	2,50	0,061%	6,434%
29	Central H														
30	G1H	14,32	8745,68	2186,42	2	3,67	0,084%	0,080%	14,32	8745,68	2186,42	2	3,67	0,084%	0,080%
31	G2H	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%
32	G3H	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%
33	G4H	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%	6,98	8753,02	4376,51	0	0,00	0,000%	0,080%
34	G5H	6,98	8753,02	2917,67	0	0,00	0,000%	0,080%	6,98	8753,02	2917,67	0	0,00	0,000%	0,080%
35	G6H	1324,13	7435,87	929,48	2	13,22	0,354%	14,814%	1324,13	7435,87	929,48	2	13,22	0,354%	14,814%
36	Central I														
37	G1I	86,55	8673,45	1734,69	1	0,98	0,011%	0,377%	86,55	8673,45	1734,69	1	0,98	0,011%	0,377%
38	G2I	752,10	8007,90	2669,30	0	0,00	0,000%	8,586%	752,10	8007,90	2669,30	0	0,00	0,000%	8,586%
39	G3I	25,62	8734,36	1091,80	3	1,78	0,061%	0,232%	25,62	8734,36	1091,80	3	1,78	0,061%	0,232%
40	Central J														
41	G1J	2285,42	6474,58	924,94	3	127,36	5,564%	21,734%	2285,42	6474,58	924,94	3	127,36	5,564%	21,734%
42	Central K														
43	G1K	11,98	8748,02	2187,00	0	0,00	0,000%	0,137%	11,98	8748,02	2187,00	0	0,00	0,000%	0,137%
44	G2K	11,97	8748,03	2187,01	0	0,00	0,000%	0,137%	11,97	8748,03	2187,01	0	0,00	0,000%	0,137%
45	Central L														
46	G1L	73,45	8686,55	510,97	4	5,30	0,243%	0,596%	75,40	8684,60	482,48	5	4,63	0,268%	0,596%

Nesta tabela, foram calculados os seguintes parâmetros

- Tempo em paragem
- Tempo em funcionamento,
- MTTR (Através da equação 1)
- MTTF (Através da equação 3)
- Avarias/ano
- FOR (Através da equação 4)
- MOR (Através da equação 5)
- MTIM (Através da equação 8)

Estes indicadores foram obtidos, com e sem risco de rede, para cada grupo gerador. As paragens com risco de rede são interrupções que acontecem devido a falhas na rede ou à

realização de atividades que exigem a paragem de funcionamento da central, como por exemplo:

- Execução de ligações AT
- Uprating de linhas
- Substituição de bobinas
- Manutenção e ensaios aos disjuntores
- Criação de condições de segurança para atividades (mergulho, limpezas, cruzeiros, regatas, etc.)

Nos cálculos com risco de rede, estas paragens vão ser consideradas como falhas fortuitas (FT). Esta consideração terá impacto em todos os indicadores menos no MOR, visto que este indicador apenas trabalha com os tempos de paragem de manutenção planeada.

O indicador MTIM (Mean Time In Maintenance) foi criado para calcular o tempo médio em manutenção por grupo e por central. Foi obtido individualmente por cada tipo de paragem (PR e PL) e com a acoplagem das duas (PR + PL) através da equação 8.

$$MTIM = \frac{\sum_{k=1}^n t_k}{n}$$

Equação 8 – Cálculo do MTIM (Mean Time In Maintenance)

Sendo:

t_k = Tempo em manutenção da paragem k

n = Número de paragens

Caso o usuário queira apagar os cálculos, a macro APAGAR CÀLCULOS irá eliminar as colunas referentes aos indicadores calculados.

5.1.3 Execução da ferramenta MOR & FOR

Esta ferramenta foi desenvolvida com o objetivo de obter o MOR mensal e semanal, assim como o FOR anual, dois parâmetros que são inseridos no programa de simulação VALORAGUA. Numa primeira fase, o utilizador terá que abrir o ficheiro excel, com a designação de “MOR & FOR”, com a extensão *.xlsm*.

Este programa apresenta o template de utilizador na folha “MACROS” (figura 18), com as respetivas macros e com as instruções de uso, com a indicação passo a passo, de como usar devidamente esta ferramenta.

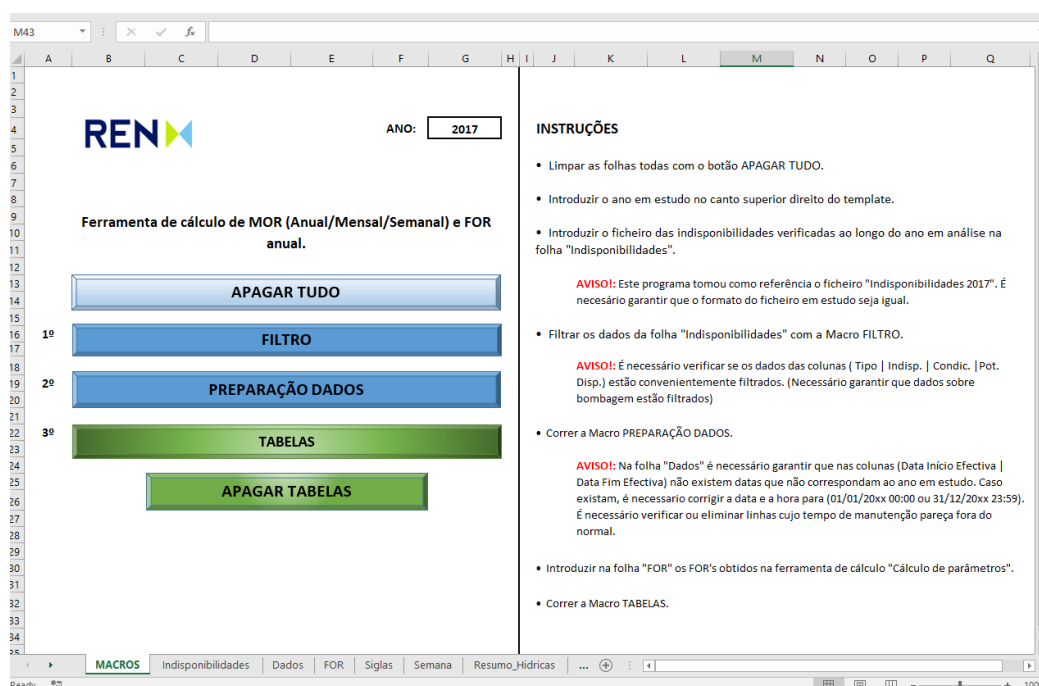


Figura 18 - Template de utilizador do programa “MOR & FOR.xslm”.

À semelhança do programa “Cálculo de indicadores” esta ferramenta apresenta as folhas de cálculo “Indisponibilidades”, “Dados” e “Siglas” com as mesmas características já descritas anteriormente. Para além destas, irão ser apresentadas outras folhas, tais como: “FOR”, “Resumo_Hídricas”, “Resumo_térmicas”, uma que se encontra oculta denominada “semana” e terá uma folha de cálculo por cada central produtora em estudo, totalizando no final um conjunto de 57 folhas.

Após a abertura do programa é pedido ao utilizador que limpe as folhas todas ao pressionar a macro APAGAR TUDO. Em seguida, é necessário introduzir o ano do documento em estudo no template, ao clicar em ANO, tal como no programa “cálculo de indicadores” o excel irá dar a opção de escolher um ano entre 2006 e 2030. Depois de efetuar estes últimos passos, é necessário introduzir os dados das indisponibilidades do ano em estudo na folha “indisponibilidades” tendo em consideração a estrutura dos dados e a uniformização destes tal como descrito anteriormente.

Este programa terá 2 principais *inputs*, o primeiro, à semelhança do programa anterior, será a folha das indisponibilidades anuais das centrais, e o segundo será os FOR's dos grupos das centrais produtoras com e sem risco de rede, obtidos em “Cálculo de indicadores.xslm”, que terão de ser introduzidos numa tabela na folha “FOR” como ilustrado na tabela 4.

Tabela 4 - Excerto da tabela dos FOR's do programa “MOR & FOR.xslm”

	A	B	C	D
1				
2				
3			FOR	
4		Central/Grupo	S/ risco rede	C/ risco rede
5		Central A		
6		G1 A	0,000%	0,000%
7		G2 A	0,000%	0,000%
8		G3 A	0,388%	0,388%
9		Central B		
10		G1 B	1,036%	1,036%
11		G2 B	0,901%	0,901%
12		Central C		
13		G3 C	0,866%	0,866%
14		G4 C	1,061%	1,061%
15		Central D		
16		G1 D	0,000%	0,000%
17		G2 D	0,000%	0,000%
18		Central E		
19		G1 E	0,018%	0,246%
20		G2 E	0,312%	0,540%
21		Central F		
22		G1 F	0,085%	0,085%
23		G2 F	0,000%	0,443%
24		Central G		
25		G1 G	6,633%	6,649%
26		G2 G	1,649%	2,350%

Após a introdução destes dados, o próximo passo é executar as macros deste excel, estas encontram-se numeradas de 1 a 3, sendo que o utilizador precisa, após seguir as instruções, executá-las por ordem numérica. As macros “FILTRO” e “PREPARAÇÃO DADOS” têm uma função praticamente igual ao programa “Cálculo de indicadores.xslm”, apenas com uma alteração em cada uma. Na macro “FILTRO” os valores referentes as bombagens serão filtrados e não serão alvo de estudo, devido ao facto que serem valores muitas vezes duplicados como já referido ou valores registados devido a condicionamentos de cota. Na macro “PREPARAÇÃO DADOS” o valor do tempo de manutenção calculado será dado em dias. De seguida é apresentado com mais detalhe a função da macro “TABELAS”.

- TABELAS

Esta macro irá distribuir a informação das paragens de cada central por cada folha de excel referente a essa central produtora. Na figura 19 podemos ver uma parte da folha referente a uma central produtora hidráulica em Portugal.

Número	Número Agente	Nome Central	Grupo	Identificação	Tipo Elemento	Tipo	Ficha	Class.	Estado	Implic.	Indisp.	Coefic.	Máximo	Mínimo	Pot. Disp.	Pot. Ind.	Data Inicio Efectiva	Data Fim Efectiva	Data Inicio	Data Fim	Tempo de manutenção (Dias)
63	2383	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PL	CONFIRMADA						0	JW	16-08-2011 03:00	23-09-2011 16:34	16/08/2011	23/09/2011	38,333
355	2610	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	06-01-2011 09:00	07-01-2011 09:29	06/01/2011	07/01/2011	0,020
338	2627	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	09-01-2011 14:00	09-01-2011 15:53	09/01/2011	09/01/2011	0,083
434	2630	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	13-01-2011 08:00	13-01-2011 10:04	13/01/2011	13/01/2011	0,086
322	2633	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	11-01-2011 12:00	11-01-2011 12:44	11/01/2011	11/01/2011	0,031
524	2701	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	10-01-2011 03:00	09-03-2011 16:20	10/01/2011	03/03/2011	50,431
2238	3280	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	23-03-2011 18:28	23-03-2011 18:58	23/03/2011	23/03/2011	0,020
2670	3511	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	11-04-2011 14:00	11-04-2011 15:53	11/04/2011	11/04/2011	0,156
2702	3531	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	26-04-2011 08:00	26-04-2011 23:53	26/04/2011	26/04/2011	0,666
5019	4426	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	11-07-2011 15:00	11-07-2011 15:53	11/07/2011	11/07/2011	0,041
5375	4863	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	09-08-2011 08:30	09-08-2011 10:53	09/08/2011	09/08/2011	0,103
5377	4872	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	09-08-2011 15:00	09-08-2011 14:53	09/08/2011	09/08/2011	0,083
5379	4881	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	10-08-2011 13:00	10-08-2011 14:53	10/08/2011	10/08/2011	0,083
5381	4883	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	11-08-2011 13:00	11-08-2011 14:53	11/08/2011	11/08/2011	0,083
5383	4885	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	12-08-2011 13:00	12-08-2011 14:53	12/08/2011	12/08/2011	0,083
5385	4887	H-4.12	3	UT. LO	ARP	Gerscoo	INDISP	PR	CONFIRMADA						0	JW	12-08-2011 16:00	12-08-2011 16:53	12/08/2011	12/08/2011	0,041

Figura 19 - Excerto da folha de uma central produtora hidráulica do programa “MOR & FOR.xslm”

No canto superior esquerdo encontra-se identificada a central e encontra-se uma célula excel onde o utilizador deve escolher entre as seguintes opções: com risco de rede; sem risco de rede. Nesta folha existem duas tabelas, uma que identifica o grupo da central, o FOR (que irá mudar conforme a escolha do utilizador em relação ao risco de rede), o MOR e a potência do grupo, a lado, outra tabela irá apresentar o resultado final em relação ao MOR e ao FOR anual da central.

Ao executar a macro “TABELAS”, a informação da folha “Dados” sobre a “central X” irá ser agrupada na folha referente a essa central como podemos ver na figura 22. Através desta informação poderá ser calculado assim o MOR semanal e mensal. Primeiramente irá ser explicado com mais detalhe a tabela do MOR semanal (tabela 5).

Tabela 5 - Excerto da tabela MOR semanal do programa “MOR & FOR.xslm”

	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	
5																		
6																		
7								7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
8		Pot. Total		Semanal				168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
9		####						7	14	21	28	35	42	49	56	63	70	
10	Identificação	Potência	Fator	Dia ano Início	Semana Início	Dia ano Fim	Semana Fim	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
11	G2 AL	320	0,5	228	33	266	38	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
12	G2 AL	320	0,5	6	1	7	1	14,573%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
13	G2 AL	320	0,5	9	2	9	2	0,000%	1,181%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
14	G2 AL	320	0,5	13	2	13	2	0,000%	1,230%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
15	G2 AL	320	0,5	17	3	17	3	0,000%	0,000%	0,437%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
16	G2 AL	320	0,5	18	3	68	10	0,000%	0,000%	51,786%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	68,651%	
17	G2 AL	320	0,5	88	13	88	13	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
18	G2 AL	320	0,5	101	15	101	15	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
19	G2 AL	320	0,5	116	17	116	17	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
20	G2 AL	320	0,5	192	28	192	28	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
21	G2 AL	320	0,5	221	32	221	32	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	

A tabela do MOR semanal irá ser constituída por 60 colunas, sendo elas:

- Identificação do grupo e central. Ex: G2 AL (Grupo 2 de Alto Lindoso);
- Potência do grupo em paragem;
- Fator (Porcentagem de potência do grupo em relação à central)
- Dia do ano do início da paragem;
- Semana do ano do início da paragem;
- Dia do ano do fim da paragem;
- Semana do ano do fim da paragem;
- Uma coluna por cada semana do ano (52 semanas);
- Coluna para cálculo do MOR anual.

No topo de cada coluna semanal são apresentados 3 valores apenas para efeito de cálculo: número de dias da semana (7 dias), número de horas da semana (168 horas) e por último o somatório acumulativo dos dias da semana. Em anos bissextos (366 dias num ano), a célula com coloração amarela da figura 22 referente à semana 9, irá tomar em consideração o dia 29 de fevereiro, como consequência a semana 9 irá ter 8 dias (192 horas).

Através das fórmulas excel e da informação referente à hora, dia, semana e mês de paragem, é calculado em percentagem, o tempo semanal de paragem de cada grupo. Na tabela 5 na linha 16 do excel, como podemos ver, o grupo Y da central X teve em paragem desde a semana 3 até à 10.

Para efeitos de cálculo é necessário identificar a semana e o mês de início e de fim das paragens, isto será feito com recurso à folha de cálculo oculta denominada “Calendário”, como se pode ver na tabela 6.

Tabela 6 - Excerto da tabela da folha “Semana” do programa “MOR & FOR.xslm”

	A	B	C	D
1	Tabela para identificação da semana e mês a que pertence cada dia do ano			
2				
3				
4				Ano
5				bissexto
6	Dia	Semana	Mês	Mês
7	0	0	0	0
8	1	1	1	1
9	2	1	1	1
10	3	1	1	1
11	4	1	1	1
12	5	1	1	1
13	6	1	1	1
14	7	1	1	1
15	8	2	1	1
16	9	2	1	1
17	10	2	1	1
18	11	2	1	1
19	12	2	1	1
20	13	2	1	1
21	14	2	1	1
22	15	3	1	1
23	16	3	1	1
24	17	3	1	1
25	18	3	1	1
26	19	3	1	1
27	20	3	1	1

Através da equação 9 é possível calcular em excel o dia do ano em que a paragem começou e terminou, e a partir da função “VLOOKUP” é possível identificar a partir da folha “Calendário” a semana e o mês referente a esse dia.

$$\text{Dia da paragem} = (dd/mm/aa) - (01/01/aa) + 1$$

Equação 9 - Fórmula excel do cálculo do dia de paragem

Sendo:

dd = Dia de começo/fim da paragem

mm = Mês de começo/fim da paragem

aa = Ano da paragem

Para calcular o MOR semanal da central é necessário ter em consideração que grupos com maior potência têm um maior impacto no tempo de paragem da central, daí a multiplicação por um fator que toma em consideração essas desigualdades de potência. O fator é calculado

dividindo a potência do grupo pela potência da central. Por exemplo, imaginemos uma central de 1000 MW de potência instalada com dois grupos produtores, neste caso, o fator usado para cada grupo será o seguinte:

Tabela 7 - Fator de multiplicação

	Potência (MW)	Fator
Grupo 1	300	0,3
Grupo 2	700	0,7

Em seguida é demonstrado todos os cálculos necessários para obtenção dos indicadores deste programa. O MOR semanal de cada grupo (equação 10) é obtido através da soma dos MOR's do grupo dessa semana.

$$\mathbf{MOR}_{semanal}(G_x) = \sum \mathbf{MOR}(G_x)$$

Equação 10 - Cálculo do MOR semanal do grupo

Sendo:

$$\mathbf{MOR}_{semanal}(G_x) = \mathbf{MOR\ semanal\ do\ grupo\ } x$$

$$\mathbf{MOR}(G_x) = \mathbf{MOR\ do\ grupo\ } x$$

No cálculo do MOR semanal da central (equação 11) é necessário ter em consideração as diferentes potências dos grupos.

$$\mathbf{MOR}_{semanalCentral} = \sum_{k=1}^n \mathbf{F}_k * \mathbf{MOR}(G_k)$$

Equação 11 - Cálculo do MOR semanal da central

Sendo:

$$\mathbf{MOR}_{semanalCentral} = \mathbf{MOR\ semanal\ da\ central}$$

$$\mathbf{MOR}(G_x) = \mathbf{MOR\ do\ grupo\ } k$$

$$\mathbf{F}_k = \mathbf{Fator\ de\ multiplicação\ do\ grupo\ } k$$

n = Número de grupos

O MOR anual dos grupos pode ser obtido partir da equação 12:

$$\mathbf{MOR}_{Anual}(G_x) = \frac{\sum_{k=1}^n \mathbf{MOR}(G_x)_k * D_k}{\text{Dias do ano}}$$

Equação 12 - Cálculo do MOR anual dos grupos produtores

Sendo:

$\mathbf{MOR}_{Anual}(G_x)$ = MOR anual do grupo x

$\mathbf{MOR}(G_x)_k$ = MOR do grupo x na semana k

D_k = Número de dias da semana k

n = Número de semanas

O cálculo do MOR anual da central é obtido através da média ponderada do MOR anual dos grupos, através da equação 13:

$$\mathbf{MOR}_{AnualCentral} = \frac{\sum_{k=1}^n \mathbf{MOR}_{Anual}(G_k) * P_k}{\sum_{k=1}^n P_k}$$

Equação 13 - Cálculo do MOR anual da central

Sendo:

$\mathbf{MOR}_{AnualCentral}$ = MOR anual da central

$\mathbf{MOR}_{Anual}(G_k)$ = MOR anual do grupo x

P_k = Potência do grupo x

n = Número de grupos

O cálculo do FOR anual da central, todavia, não pode ser efetuado através de uma média ponderada dos FOR's de cada grupo.

A equação 14 permite-nos obter o FOR anual da central:

$$FOR = \frac{\sum_{k=1}^n (P_k * (1 - MOR(G_k)) * (1 - FOR(G_k)))}{\sum_{k=0}^n (P_k * (1 - MOR(G_k)))}$$

Equação 14 - FOR anual da central

Sendo:

P_k = Potência do grupo k

$MOR(G_k)$ = MOR anual do grupo k

$FOR(G_k)$ = FOR anual do grupo k

n = Número de grupos

Na figura 20, podemos ver uma imagem adaptada do programa que demonstra como são apresentados os resultados destes cálculos.

Identificação	Potência	Fator	Dia ano Início	Semana Início	Dia ano Fim	Semana Fim	1	2	3	4	...	51	52	Anual
G1 CX							14,573%	2,411%	52,222%	100,000%	...	0,000%	0,000%	26,418%
G2 CX							0,000%	77,371%	100,000%	100,000%	...	0,000%	0,000%	22,882%
Central X							7,287%	39,891%	76,111%	100,000%	...	0,000%	0,000%	24,650%

Figura 20 - Imagem adaptada da tabela do MOR semanal do programa “MOR & FOR.xslm”

A construção da tabela do MOR mensal segue os mesmos princípios que a tabela do MOR semanal. Na tabela 8 podemos visualizar um excerto da tabela do MOR mensal. Invés de termos as 52 semanas anuais, os resultados são apresentados em intervalos mensais. No topo de cada coluna mensal são apresentados 3 valores apenas para efeito de cálculo: número de dias do mês, número de horas do mês e por último o somatório acumulativo dos dias do mês. Em anos bissextos (366 dias num ano), as células com coloração amarela da tabela 8 referente ao mês de fevereiro, irá tomar em consideração o dia 29, como consequência o mês 2 irá ter 29 dias (696 horas).

Tabela 8 - Excerto da tabela MOR mensal do programa “MOR & FOR.xslm”

CK	CL	CM	CN	CO	CP	CQ	CR	CS	CT	CU	CV	CW	CX	CY	CZ	DA	DB	DC	
							31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
	Pot. Total	Mensal						744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
	###						31	59	90	120	151	181	212	243	273	304	334	365	
Identificação	Potência	Fator	Dia ano Início	Mês Início	Dia ano Fim	Mês Fim	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
US H2U	794	0.5	228	8	266	9	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	50,403%	75,912%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	6	1	7	1	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	9	1	9	1	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	13	1	13	1	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	17	1	17	1	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
RO H2U	794	0.5	18	1	68	3	43,952%	100,000%	28,405%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	88	3	88	3	0,000%	0,000%	0,065%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	101	4	101	4	0,000%	0,000%	0,000%	0,533%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	116	4	116	4	0,000%	0,000%	0,000%	2,220%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	
US H2U	794	0.5	192	7	192	7	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,132%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	221	8	221	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,334%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	221	8	221	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,267%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	222	8	222	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,267%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	223	8	223	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,267%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	224	8	224	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,267%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	224	8	224	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,132%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	226	8	228	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	6,013%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	226	8	226	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,231%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	221	8	222	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	2,417%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	222	8	223	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	2,417%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	223	8	224	8	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	2,552%	0,000%	0,000%	0,000%		
US H2U	794	0.5	289	10	289	10	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	1,089%	0,000%		
US H2U	794	0.5	299	10	299	10	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,267%	0,000%		

O cálculo do MOR mensal por grupo e por central é obtido através das mesmas equações que nos permitiram obter o MOR semanal, com a única diferença que o intervalo de tempo agora usado é um mês.

5.1.3.1 Apresentação de resultados do programa “MOR & FOR.xslm”

Após a execução das macros, o resultado final é agrupado por categoria de produção (Hídricas/Térmicas) em duas folhas excel denominadas “Resumo_Hídricas” e “Resumo_Térmicas”. Nestas tabelas resumo irão estar reunidos os seguintes indicadores: FOR anual da central, FOR anual dos grupos, MOR mensal da central e MOR mensal dos grupos. Com a introdução do MOR mensal nas tabelas resumo, já é possível ter uma percepção visual dos meses de paragem das centrais ao longo do ano.

Na tabela 9 podemos ver um excerto da folha excel “Resumo_Hídricas”.

Tabela 9 - Excerto da tabela resumo do programa “MOR & FOR.xslm”

Central/Grupo	Anual		MOR Mensal											
	FOR	MOR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Central A	0,875%	3,004%	0,000%	0,098%	1,994%	0,000%	0,000%	0,000%	0,178%	3,898%	28,127%	1,476%	0,527%	0,000%
G1 A	0,693%	5,411%	0,000%	0,295%	5,506%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	57,817%	1,476%	0,525%	0,000%
G2 A	0,970%	2,510%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,555%	11,694%	15,850%	1,476%	0,528%	0,000%
G3 A	0,957%	1,090%	0,000%	0,000%	0,475%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	10,713%	1,476%	0,528%	0,000%
Central B	2,066%	9,178%	0,000%	0,000%	0,000%	0,485%	38,105%	49,470%	18,950%	0,000%	0,553%	0,804%	0,824%	0,460%
G1 B	1,167%	9,141%	0,000%	0,000%	0,000%	0,553%	76,210%	29,579%	0,000%	0,000%	0,553%	0,804%	0,000%	0,921%
G2 B	2,966%	9,215%	0,000%	0,000%	0,000%	0,417%	0,000%	69,361%	37,901%	0,000%	0,553%	0,804%	1,648%	0,000%
Central C	0,326%	8,736%	0,000%	0,371%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	46,719%	55,810%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
G3 C	0,373%	6,494%	0,000%	0,742%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	1,100%	74,691%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
G4 C	0,275%	10,979%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	92,339%	36,929%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Central D	1,191%	8,956%	0,000%	0,186%	0,000%	0,242%	18,993%	24,657%	32,878%	27,993%	0,276%	0,401%	0,411%	0,229%
G1 D	1,167%	9,141%	0,000%	0,000%	0,000%	0,553%	76,210%	29,579%	0,000%	0,000%	0,553%	0,804%	0,000%	0,921%
G2 D	2,966%	9,215%	0,000%	0,000%	0,000%	0,417%	0,000%	69,361%	37,901%	0,000%	0,553%	0,804%	1,648%	0,000%
G3 D	0,373%	6,494%	0,000%	0,742%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	1,100%	74,691%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
G4 D	0,275%	10,979%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	92,339%	36,929%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Central E	0,7492%	0,0625%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,345%	0,402%	0,000%	0,000%
G1 E	1,384%	0,028%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,345%	0,000%	0,000%	0,000%
G2 E	0,114%	0,097%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,345%	0,804%	0,000%	0,000%
Central F	19,952%	1,098%	0,000%	0,295%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	12,394%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
G1 F	19,961%	1,226%	0,000%	0,295%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	13,902%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
G2 F	19,944%	0,970%	0,000%	0,295%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	10,885%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Central G	0,096%	6,174%	0,000%	0,000%	0,000%	12,109%	11,894%	0,000%	25,805%	22,507%	0,228%	0,067%	0,042%	0,000%
G1 G	0,191%	6,296%	0,000%	0,000%	0,000%	24,218%	0,000%	0,000%	49,595%	0,000%	0,069%	0,067%	0,083%	0,000%
G2 G	0,000%	6,052%	0,000%	0,000%	0,000%	23,788%	0,000%	0,000%	2,016%	45,013%	0,387%	0,067%	0,000%	0,000%
Central H	0,250%	6,342%	0,000%	0,000%	0,000%	23,938%	7,708%	29,636%	13,471%	0,067%	0,065%	0,000%	0,032%	0,000%
G1 H	0,439%	6,249%	0,000%	0,000%	0,000%	23,788%	15,417%	34,675%	0,000%	0,067%	0,065%	0,000%	0,065%	0,000%
G2 H	0,061%	6,434%	0,000%	0,000%	0,000%	24,088%	0,000%	24,597%	26,942%	0,067%	0,065%	0,000%	0,000%	0,000%
Central I	0,128%	5,557%	0,000%	0,000%	0,409%	0,361%	0,252%	0,080%	0,000%	12,829%	37,175%	15,539%	0,000%	0,000%
G1 I	0,084%	0,080%	0,000%	0,000%	0,939%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%

Um dos objetivos deste trabalho é um estudo estatístico sobre o planeamento das manutenções programadas das centrais produtoras hídricas e térmicas. Com a elaboração destes programas é agora possível recolher a informação sobre os indicadores de fiabilidade das centrais desde 2006, e desta forma, analisar mais detalhadamente o plano de manutenção destas.

6. Análise estatística de resultados

Depois de desenvolvidas as ferramentas de cálculo, o próximo passo foi introduzir todos os anos em estudo (2006 a 2017) nos programas, e obter os indicadores de fiabilidade anuais para cada central produtora. Numa primeira fase foi necessário verificar e realizar uma análise crítica sobre resultados obtidos, e, por conseguinte, excluir dados que não representam uma amostra credível de situações normais de funcionamento das centrais.

Esta parte do trabalho tem como objetivo demonstrar as análises estatísticas realizadas sobre os resultados obtidos das ferramentas descritas no capítulo anterior. O trabalho realizado neste capítulo foi o seguinte:

- Cálculo das médias aritméticas dos indicadores de fiabilidade das centrais;
- Construção de gráficos anuais de manutenção por tipo de central, com base nos MOR's mensais;
- Análise das disponibilidades por tipo de central, com base em gráficos de probabilidade de excedência das paragens registadas.

6.1 Verificação de resultados

Nesta parte do trabalho irá ser feita uma verificação anual dos resultados obtidos na ferramenta de cálculo “MOR & FOR.xslm”. Nas centrais hídricas e térmicas, indicadores com valores superiores ao da tabela 10 irão ser alvo de averiguação.

Tabela 10 - Valores de referência para verificação

Centrais	MOR	FOR
Hídricas	≥ 15%	≥ 5%
Térmicas	≥ 20%	≥ 5%

As centrais térmicas são caracterizadas por manutenções planeadas mais extensas, consequência do tipo de equipamento usado por estas para produzir energia, essa é a principal razão para a diferença dos valores MOR de referência, para verificação das linhas.

É necessário garantir a expurgação de dados provenientes de acontecimentos especiais, que afetam significativamente os dados estatísticos, mas não são uma evidência do que acontece em situações normais de funcionamento.

Sem contar com algumas situações únicas, os dados que por regra irão ser excluídos deste estudo são referentes às seguintes situações:

- Anos de entrada em funcionamento da central;
- Reforços de Potência;
- Renovações de grupo;
- Instalação de novos equipamentos (ex: Dessulfurações e desnitrificações);
- Por condicionamento de cota.

A partir desta informação, foi selecionado o método de exclusão dos dados, ou o ano em causa não era considerado no estudo estatístico da central ou apenas a linha que continha o registo da paragem era eliminada. No anexo 2, encontra-se duas tabelas, uma com o registo dos anos que não foram considerados na estatística dos indicadores da centrais, e outra com as linhas expurgadas igualmente do estudo.

As centrais que entraram em serviço nos últimos 3 anos, não apresentam dados suficientes para se chegar a um resultado conclusivo em relação aos indicadores a usar. Nestes casos, os indicadores a usar nos programas de simulação irão ser de centrais com características semelhantes.

6.2 Análise estatística

Numa fase inicial os dados dos indicadores calculados no programa “cálculo de indicadores.xslm” foram reunidos em excel e procedeu-se ao cálculo da média aritmética entre (2006-2017) dos seguintes indicadores: MOR, FOR, MTTR e avarias/ano. Como exemplo, na tabela 11, podemos ver uma dessa tabelas referentes ao cálculo dos FOR’s médios das centrais térmicas.

Tabela 11 - Tabela de FOR’s médios das centrais térmicas

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																
26																
27																
28																
29																
30																
31																
32																

Com estas tabelas é possível chegar a um valor médio de todos os indicadores. Um dos objetivos deste trabalho é fazer uma comparação dos parâmetros referentes às paragens fortuitas, obtidos entre os anos de 2000 e 2005 e os valores médios agora obtidos entre 2006 e 2017, de forma a tentar perceber como evoluiu o sistema eletroprodutor no âmbito das interrupções fortuitas.

6.2.1 Comparação de dados

Existe um estudo referente às médias dos principais indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e paragens programas, que toma em consideração dados entre os anos de 2000 e 2005. Após recolher os resultados das médias obtidas no capítulo anterior, foi realizada uma comparação ao nível dos principais indicadores de falhas fortuitas das centrais: FOR (Forced Outage Rate), MTTR (Mean Time To Repair), e Avarias/ano.

Devido ao facto de haver centrais que entraram em funcionamento a partir de 2006, estes 17 anos em estudo vão ser divididos em 4 grupos.

Grupo 1: Médias dos registos entre 2000 e 2005

Grupo 2: Médias dos registos entre 2006 e 2012

Grupo 3: Médias dos registos entre 2012 e 2017

Grupo 4: Médias dos registos entre 2006 e 2017

Desta forma, centrais que entraram em funcionamento no espaço temporal do grupo 2, poderão ser comparadas com o grupo 3. Caso haja registo das médias das centrais no grupo 1, estas vão ser comparadas com o grupo 4. Na tabela 12 podemos ver um excerto de uma dessas tabelas (tabela de comparação do indicador FOR das centrais hídricas).

Tabela 12 - Excerto da uma tabela de comparação de dados (FOR)




Cores		Evolução	
Verde	0 < % < 100	Verde	0 < % < 100
Amarelo	100 < % < 500	Amarelo	100 < % < 500
Vermelho	500 < %	Vermelho	500 < %

Evolução dos parâmetros entre os anos (2000 - 2017)									
Hídricas									
FOR									
Central / Grupo	2000 - 2005	2006 - 2011	Evolução	2006 - 2011	2012 - 2017	Evolução	2000 - 2005	2006 - 2017	Evolução
Central A	0,12%	0,437%	264%	0,437%	0,555%	27%	0,12%	0,52%	329%
G1 A	0,09%	0,275%	206%	0,275%	1,159%	321%	0,09%	0,86%	866%
G2 A	0,16%	0,601%	276%	0,601%	0,080%	-100%	0,16%	0,20%	25%
Central B	3,65%	0,31%	-91%	0,31%	1,173%	275%	3,65%	0,83%	-77%
G1 B	2,33%	0,079%	-97%	0,079%	1,067%	1265%	2,33%	0,67%	-71%
G2 B	4,98%	0,540%	-89%	0,540%	1,270%	135%	4,98%	0,98%	-80%
Central C	1,43%	0,792%	-45%	0,792%	0,436%	-45%	1,43%	0,61%	-57%
G1 C	1,43%	0,792%	-45%	0,792%	0,436%	-45%	1,43%	0,61%	-57%
Central D	1,13%	0,190%	-83%	0,190%	0,487%	156%	1,13%	0,34%	-70%
G1 D	1,56%	0,054%	-97%	0,054%	0,628%	1060%	1,56%	0,34%	-78%
G2 D	0,70%	0,330%	-53%	0,330%	0,347%	5%	0,70%	0,34%	-52%
Central E	0,74%	0,371%	-50%	0,371%	0,201%	-46%	0,74%	0,29%	-61%
G1 E	0,59%	0,346%	-41%	0,346%	0,239%	-31%	0,59%	0,29%	-50%
G2 E	0,92%	0,346%	-62%	0,346%	0,182%	-47%	0,92%	0,26%	-71%
G3 E	0,73%	0,421%	-42%	0,421%	0,179%	-58%	0,73%	0,30%	-59%
Central F	0,77%	0,118%	-85%	0,118%	2,488%	2003%	0,77%	1,30%	69%
G1 F	0,66%	0,089%	-86%	0,089%	3,594%	3927%	0,66%	1,84%	179%
G2 F	0,98%	0,151%	-85%	0,151%	1,744%	1655%	0,98%	0,95%	-3%
G3 F	0,67%	0,110%	-84%	0,110%	2,105%	1611%	0,67%	1,11%	65%
Central G	4,58%	1,281%	-72%	1,281%	0,227%	-82%	4,58%	0,75%	-84%
G1 G	0,47%	0,064%	-86%	0,064%	0,195%	200%	0,47%	0,13%	-73%
G2 G	2,09%	2,175%	4%	2,175%	0,311%	-86%	2,09%	1,24%	-41%
G3 G	11,19%	1,542%	-86%	1,542%	0,169%	-89%	11,19%	0,86%	-92%
Central H	2,60%	11,301%	335%	11,301%	0,434%	-96%	2,60%	6,36%	145%
G1 H	34,77%	16,968%	-49%	16,968%	0,139%	-99%	34,77%	9,32%	-83%
G2 H	52,94%	5,588%	-89%	5,588%	0,729%	-87%	52,94%	3,36%	-94%

Na tabela 12 podemos ver a comparação de indicadores a ser feita tanto ao nível da central como ao nível dos grupos. Podemos ver que a coluna “Evolução” apresenta o cálculo da evolução percentual destes indicadores.

De forma a ser mais perceptível as diferenças percentuais do aumento dos indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas, irá ser feita uma categorização por 3 cores. Desta forma a célula irá ficar colorida com 1 das 3 cores possíveis para identificar o aumento percentual dos indicadores. Na tabela 13 podemos ver a categorização usada nas tabelas de comparação de dados.

Tabela 13 - Categorização de cores das tabelas de comparação de dados

Cores	Aumento
	0 < % < 100
	100 < % < 500
	500 < %

Caso algum indicador tenha em anos anteriores uma média de 0, e posteriormente tome um valor superior a 0, a célula correspondente à coluna “Evolução” tomará por defeito a cor vermelha, e esta informação não será contabilizada mais à frente nos aumentos superiores a 500%. A análise das comparações realizadas neste trabalho, irá ser feita ao nível das centrais.

Hídricas

Apenas irão ser comparados dados de centrais que entraram em serviço h mais de 6 anos, desta forma, este estudo tem em consideração 30 centrais, destas 30 centrais 11 são a fio de água, e 19 em albufeira.

- **Albufeira**

Após reunir os resultados obtidos da tabela de comparação de parâmetros das 19 centrais em albufeira, podemos condensar a informação da tabela 14.

Tabela 14 – Tabela de evolução de parâmetros das centrais em albufeira

MTTR		Avarias/ano		FOR	
↑	↓	↑	↓	↑	↓
14	5	3	16	5	14
3		3		2	
7		0		2	
4		0		0	

A seta “↑” representa que houve um aumento, e a seta “↓” representa uma diminuição na média do indicador. Imediatamente a baixo da seta, esta apresentado o número de centrais que sofreu variação na média desse indicador. Dentro das cores encontra-se o número de centrais aumentou segundo a categorização da tabela 14.

Em relação ao MTTR (mean time to repair), 14 das centrais sofreram um aumento nos seus tempos de reparação de avarias, sendo de todos os indicadores aquele que registou mais aumentos superiores a 500%.

Em relação às avarias por ano, apenas 3 das centrais sofreu um aumento no número de paragens fortuitas médias ao ano, sendo estes 3 aumentos inferiores a 100%.

Em relação ao FOR (forced outage rate), apenas 5 das centrais sofreu um aumento na taxa de falhas fortuitas anuais. Sendo que nenhuma teve um aumento superior a 500%.

Analisando estes dados, podemos notar que existe uma tendência nas paragens fortuitas das centrais em albufeira, de forma geral, apesar de o tempo de reparação de avarias de grande parte das centrais ter aumentado, o número de avarias tem vindo a diminuir, o que faz com a taxa de indisponibilidade anual devido a falhas fortuitas (FOR) tenha tendência a diminuir.

- **Fio de água**

Após reunir os resultados obtidos da tabela de comparação de parâmetros dos grupos das 11 centrais a fio de água, podemos condensar a informação da tabela 15.

Tabela 15 - Tabela de evolução de parâmetros das centrais em albufeira

MTTR		Avarias/ano		FOR	
↑	↓	↑	↓	↑	↓
9	2	1	10	2	9
5		1		0	
3		0		0	
1		0		2	

Em relação ao MTTR (mean time to repair), 9 das centrais sofreram um aumento nos seus tempos de reparação de avarias.

Em relação às avarias por ano, apenas 1 das centrais sofreu um aumento no número de paragens fortuitas médias ao ano, sendo este aumento inferior a 100%.

Em relação ao FOR (forced outage rate), apenas 2 das centrais sofreu um aumento na taxa de falhas fortuitas anuais, mas esses aumentos foram superiores a 500%.

Analisando os dados das centrais a fio de água, podemos notar que tal como nas albufeiras, existe uma tendência, só que agora ainda mais notória, na diminuição de avarias ao ano, o que resulta numa diminuição da percentagem de tempo em que as centrais hídricas estão fora de serviço por falhas fortuitas.

Térmicas

Nesta comparação estão consideradas as 6 centrais térmicas atualmente em funcionamento em Portugal, as 4 a ciclo combinado a as 2 a carvão. Devido ao facto de haver relativamente poucas centrais térmicas m Portugal, os dados foram todos reunidos na tabela 16.

Tabela 16 - Tabela evolução de parâmetros das centrais térmicas

MTTR		Avarias/ano		FOR	
↑	↓	↑	↓	↑	↓
2	4	2	4	3	3
0		2		2	
2		0		0	
0		0		1	

Em relação ao MTTR (mean time to repair), 2 das centrais sofreram um aumento nos seus tempos de reparação de avarias, sendo que ambos destes aumentos foram na zona amarela.

Em relação às avarias por ano, também duas destas centrais sofreram um aumento no número de paragens fortuitas médias ao ano, aumentos estes inferiores a 100%.

Em relação ao FOR, metade das centrais térmicas sofreu um aumento na taxa de falhas fortuitas anuais. Sendo 1 destes aumentos superior a 500%.

De todos os dados recolhidos, apenas uma central térmica se destacou por ter um aumento superior a 500% da sua taxa de indisponibilidade anual devido a falhas fortuitas (FOR), isto aconteceu porque esta central registou aumentos tanto ao nível do MTTR como no número de avarias/ano. Desta forma, para esta central, é possível considerar no futuro, nos modelos de simulação da REN. taxas de indisponibilidade fortuitas maiores.

6.2.2 Análise estatística do MOR mensal

De forma a conseguir perceber em que altura do ano as centrais eletroprodutoras tinham tendência a planear as suas manutenções, foram reunidos os dados relacionado com o MOR mensal de cada ano para todas as centrais e foi desenvolvido um gráfico para cada centro produtor que demonstra em percentagem o tempo médio de paragem por cada mês do ano.

No relatório deste trabalho apenas irá ser feita uma análise por tipo de central (fio de água, albufeira, carvão, ciclo combinado), apesar de ter sido realizado o gráfico para todas as 38 centrais em estudo.

A informação por cada tipo de central foi aglomerada e foi realizada uma média ponderada por potência das centrais. De seguida é demonstrado o resultado dos gráficos obtidos com as informações referentes as paragens para manutenção planeadas entre os anos de 2006 e 2017.

- **Fios de água**

Reunidos os dados referentes às 13 centrais a fio de água presentes neste estudo foi possível calcular o MOR médio mensal total destas centrais.

Os resultados obtidos estão demonstrados na tabela 17.

Tabela 17 – Tabela da média mensal ponderada das centrais a fio de água

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,26%	0,37%	0,34%	0,25%	2,85%	4,69%	7,86%	10,98%	11,08%	6,19%	1,44%	0,52%

No mês de setembro, altura onde ocorre o maior número de paragens para manutenção, em média 11,08% da potência total de todas centrais encontra-se indisponível. Podemos visualizar o gráfico na figura 21.

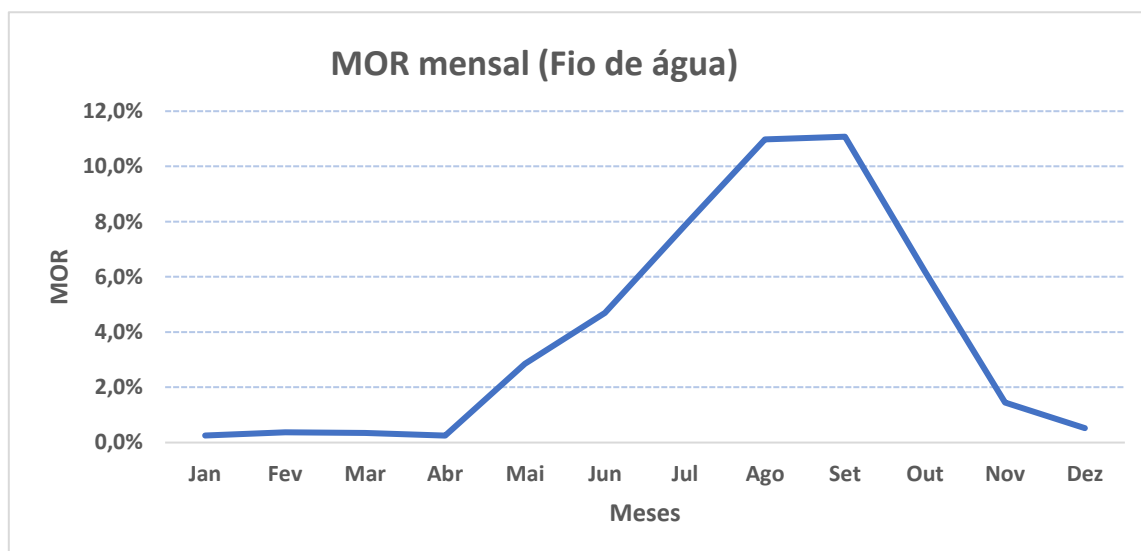


Figura 21 - Gráfico do MOR mensal das centrais a fio de água

Como podemos visualizar na figura 21 as centrais a fio de água começam a realizar as suas paragens para manutenção a partir do mês de abril, sendo que o pico de paragem ocorre entre os meses de agosto e setembro. Entre os meses de novembro e abril o tempo de interrupção para manutenções é insignificante, isto acontece porque este tipo de central é caracterizado por não ter a capacidade de armazenamento, logo, nos meses de maior afluência de água, como é o caso dos meses de outono e inverno, as centrais precisam de estar prontas a produzir de maneira conseguir um maior aproveitamento destas.

- **Albufeiras**

Reunidos os dados referentes às 25 centrais em albufeira presentes neste estudo foi possível calcular o MOR médio mensal total destas centrais.

Os resultados obtidos estão demonstrados na tabela 18.

Tabela 18 – Tabela da média mensal ponderada das centrais em albufeira

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,47%	2,00%	2,36%	2,14%	4,16%	4,44%	4,72%	6,35%	6,00%	3,38%	2,87%	1,07%

Como podemos verificar existe uma distribuição mais achatada das percentagens mensais de paragem ao longo do ano nas albufeiras, apesar de tal como nas centrais a fio de água o pico acontecer nos meses de agosto e setembro.

Na figura 22 pode visualizar o gráfico do Mor mensal das albufeiras.

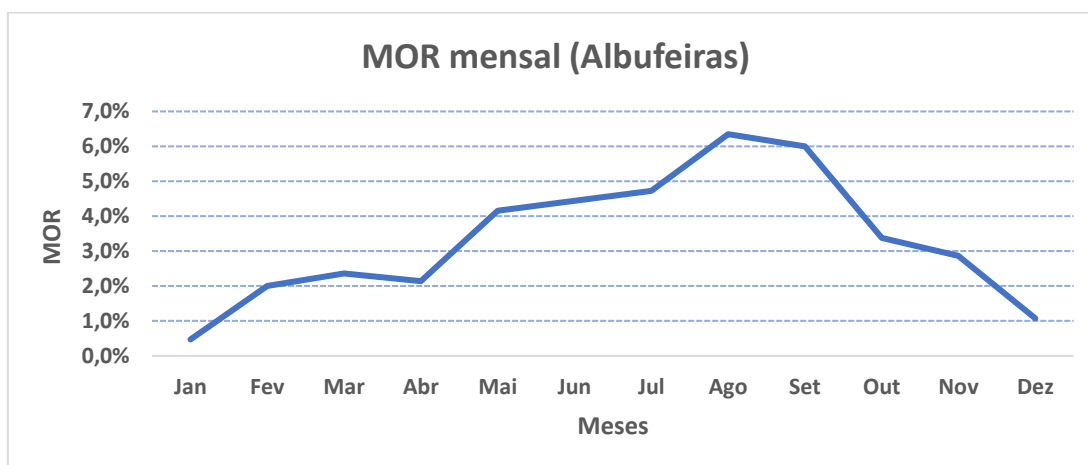


Figura 22 - Gráfico do MOR mensal das centrais em albufeira

Tal como nas centrais a fio de água o pico das paragens em manutenções planeadas acontece nos meses mais secos (junho a setembro). Devido à sua capacidade de armazenamento de água em albufeiras, estas têm uma maior flexibilidade para realizar o plano de manutenções anual, visto que não estão inteiramente dependentes da água da chuva, o que lhes confere a

capacidade de realizar manutenções em alguns grupos. Dito isto, apesar de nos meses mais húmidos de dezembro e janeiro haver uma percentagem muito pequena de paragem, esta vai aumentando progressivamente até agosto e depois volta a decrescer.

- **Ciclo combinado**

Reunidos os dados referentes às 4 centrais a ciclo combinado em Portugal foi possível calcular o MOR médio mensal total destas. Os resultados obtidos estão demonstrados na tabela 19.

Tabela 19 - Tabela da média mensal ponderada das centrais a ciclo combinado

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,31%	5,13%	4,64%	5,08%	4,76%	3,97%	2,19%	2,41%	4,19%	7,74%	4,39%	1,31%

Como podemos verificar na tabela 19, ao contrário das centrais hídricas, as centrais a ciclo combinado têm o MOR mais elevado nos meses de primavera e em outubro, sendo o seu pico atingido neste último mês. Na figura 23 podemos ver o gráfico do Mor mensal das centrais a ciclo combinado.

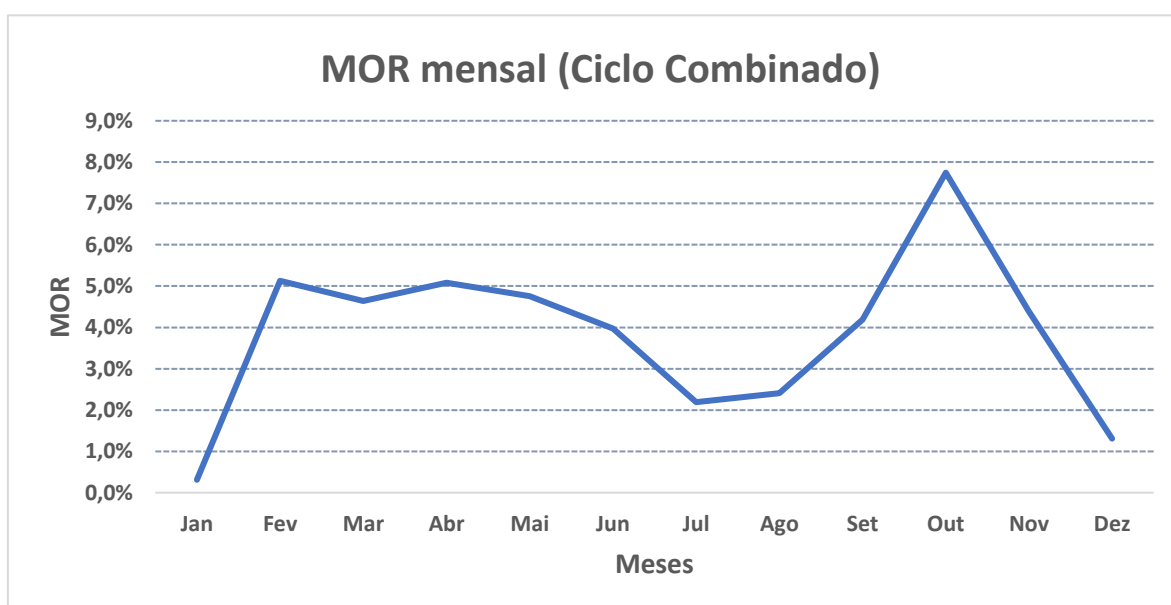


Figura 23 - Gráfico do MOR mensal das centrais a ciclo combinado

Nos meses de maior consumo de eletricidade como é o caso dos meses de dezembro e janeiro, e conseqüentemente os meses onde existe a necessidade de haver maior potência

disponível para conseguir dar resposta à procura de eletricidade, podemos verificar que as centrais a ciclo combinado evitam fazer paragens para manutenção. Nos meses de verão (ex: julho, agosto e setembro), onde as centrais hídricas têm tendência para realizar as suas paragens para manutenção, são os meses onde as centrais a ciclo combinado são mais imprescindíveis e precisam de estar prontas para entrar em funcionamento.

- **Carvão**

Reunidos os dados referentes às 2 centrais a carvão em Portugal foi possível calcular o MOR médio mensal total destas. Os resultados obtidos estão demonstrados na tabela 20.

Tabela 20 - Tabela da média mensal ponderada das centrais a carvão

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,04%	1,62%	2,99%	10,24%	5,79%	0,59%	1,20%	0,49%	3,42%	6,38%	5,19%	1,61%

O pico de paragem das centrais a carvão acontece no mês de abril, sendo que tal como nas centrais a ciclo combinado, nos meses de janeiro, junho, julho, agosto e dezembro praticamente não se realizam paragens para manutenção. Na figura 24 podemos ver o gráfico do Mor mensal das centrais a carvão.

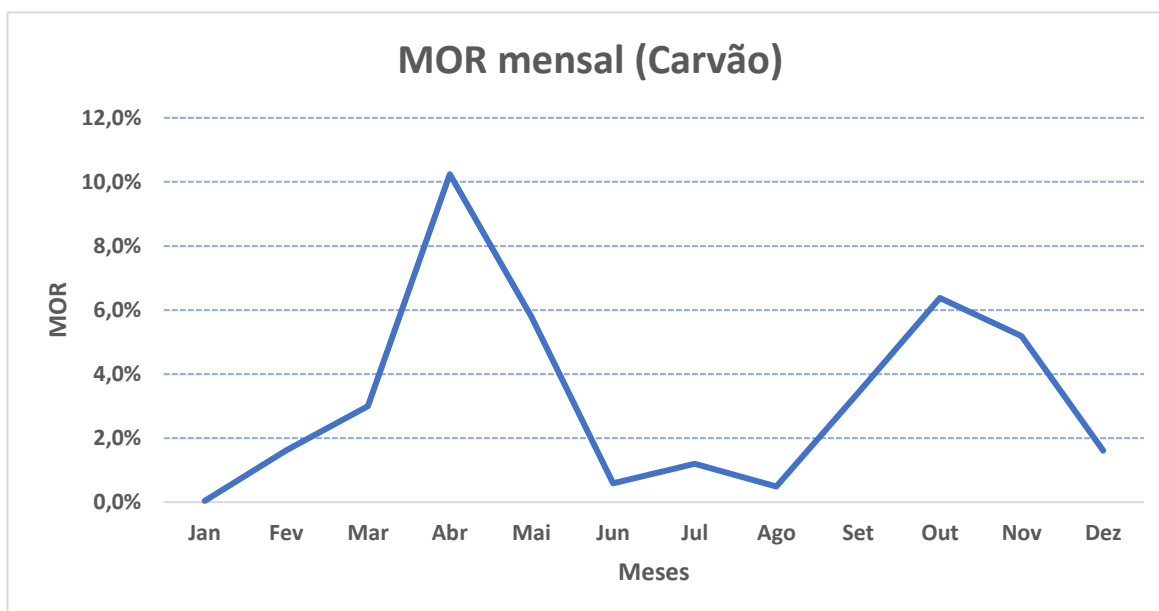


Figura 24 - Gráfico do MOR mensal das centrais a carvão

Podemos notar que este gráfico apresenta um formato semelhante ao da figura 23, sendo que pelas mesmas razões que as centrais a ciclo combinado, as centrais a carvão apresentam um valor de MOR bastante baixo nos meses de janeiro e dezembro, assim como nos meses de verão.

Devido ao facto de as centrais hídricas estarem dependentes das condições climatéricas, estas têm tendência a planejar as suas manutenções em certas alturas do ano que lhes permita obter o menor desperdício possível de água disponível. A produção de energia hídrica é por norma preferencial, por ser uma fonte de energia renovável e com custos de produção nulos comparativamente com as centrais a carvão e a gás (custos variáveis de combustível). Desta forma, as centrais térmicas encaixam os seus planos de manutenção de forma a poder estar disponíveis quando não existem condições favoráveis à produção de energia hídrica e quando os picos de procura são elevados (meses de janeiro e dezembro).

6.2.3 Gráficos de probabilidade de excedência

Nesta parte do trabalho irá ser realizada uma análise estatística no âmbito da disponibilidade das centrais, tendo em conta as paragens de manutenção planeada e as paragens fortuitas dos grupos das centrais produtoras hídricas e térmicas.

Foram reunidos, por tipo de produção, os dados referentes as paragens dos grupos entre os anos de 2006 e 2017 das grandes centrais hídricas e térmicas. Tendo em consideração que existem registo de dois tipos para paragens para manutenção: paragens PL que são, por norma, planeadas com bastante antecedência (1 ano ou meses), e paragens PR que são, por norma, planeadas com pouca antecedência (dias ou semanas), nesta análise irá ser feita uma comparação entre estes dois tipos de forma a tentar perceber melhor as diferenças entre o número de ocorrências e o tempo de paragem.

Neste estudo foi reunida informação referente aos seguintes parâmetros:

- Paragens planeadas (PL), que são planeadas com bastante antecedência
- Paragens programadas (PR), que são planeadas com pouca antecedência
- Paragens fortuitas (FT)

O tratamento destes dados tem como objetivo obter dois resultados finais: um valor médio do número de paragens anual para cada tipo de paragem e um gráfico de probabilidade de excedência para os tempos de paragem.

Num gráfico PE (probabilidade de excedência), o eixo “x” é referente aos tempos de paragem registados, e o eixo do “y”, que toma valores entre [0,1], representa a probabilidade de excedência desses mesmos tempos de paragem. Os dados das paragens registadas foram tratados em excel e posteriormente foi usado o programa computacional @RISK, que permitiu aproximar as curvas dos gráficos a uma função algorítmica.

Após o tratamento dos dados, e para cada tipo de central, resultaram as seguintes informações:

- Gráfico PE das paragens PR
- Gráfico PE das paragens PL
- Gráfico PE das paragens fortuitas

Com estes gráficos (disponíveis no anexo 3), é possível saber o risco associado a qualquer tempo de paragem, com base no histórico das interrupções.

6.2.4 Análise das disponibilidades médias anuais das centrais

Atualmente a REN usa como para os estudos elaborados com as suas ferramentas de simulação, tempos de paragens indicados na literatura dos diferentes tipos de centrais. Ao considerar um tempo de paragem médio anual para manutenção, e um tempo de paragem médio anual de paragens fortuitas, a empresa está a considerar que uma central produtora se encontra indisponível uma percentagem do seu tempo ao longo do ano.

De forma a quantificar o risco associado às disponibilidades anuais que estão atualmente a serem consideradas nas centrais produtoras, foi usada a seguinte abordagem:

Sabendo que a indisponibilidade anual das centrais é caracterizada por dois tipos de paragens para manutenção (PL e PR), assim como por paragens fortuitas, e utilizando a informação do risco associado à probabilidade de excedência dos tempos de paragem, podemos calcular as diferentes disponibilidades das centrais assumindo o mesmo risco para todas as paragens. Para que este estudo seja viável, foram tomadas as seguintes considerações:

- Um valor médio anual de paragens para todas as 3 paragens possíveis;
- Os tempos de paragem e o número de paragens anual são variáveis independentes.

Esta análise irá ser feita para os quatro tipos de grandes centrais de produção (centrais térmica a ciclo combinado e carvão, centrais hídricas em albufeira e fio de água). Neste contexto, foi calculada a média ponderada do MOR e do FOR por grupo, usados atualmente nos programas da REN, para cada tipo de central. A tabela 21, apresenta estes parâmetros.

Tabela 21 – Valores médios usados nos programas VALORAGUA e RESERVAS

Tipo de central	MOR	FOR
Carvão	5,8%	7,7%
Ciclo Combinado	7,7%	3,1%
Albufeira	4,1%	1,3%
Fio de água	2,8%	1,3%

6.2.4.1 Análise da disponibilidade das centrais térmicas a carvão

Os tempos de manutenção das centrais térmicas a carvão usados como referência foram obtidos com base na informação dos CAE (contratos de aquisição de energia). Sendo assim, nas centrais a carvão o valor utilizado para o tempo de manutenção é de 3 semanas, o que representa um MOR de 5,8 %.

Foram reunidos 83 dados de paragens para manutenção (PL e PR) dos grupos, e 178 dados referentes a paragens fortuitas (FT) dos grupos das centrais térmicas a carvão entre os anos de 2006 e 2017.

Comparação de paragens PR e PL

Como já foi referido, foram registados dois tipos de paragens nas folhas das indisponibilidades anuais das centrais. Paragens do tipo PL, são por norma, planeadas com maior antecedência (normalmente 1 ano) e com tempos de paragem mais longos do que as paragens PR. De forma a conseguir comparar melhor estes dois tipos, foi feita uma análise estatística que incide sobre os dados recolhidos do programa “calculo de indicadores.xlsm”.

Dos 83 dados recolhidos referentes às paragens para manutenção por grupo, 59 eram do tipo PR e 24 do tipo PL. Foram reunidos alguns dados estatísticos de cada tipo de paragem, que foram alvo de análise e comparação.

A tabela 22 apresenta alguns dados estatísticos dos dados de input das paragens PL e PR por grupo.

Tabela 22 – Dados das paragens das centrais a carvão

Parâmetros	PR (dias)	PL (dias)
Mínimo	0,26	3,22
Máximo	44,25	46,99
Média	2,59	22,07
Mediana	1,67	13,71
Desvio Padrão	5,85	16,82

Existe uma diferença significativa nos tempos mínimos registados. O tempo mínimo registado em PR foi de 0,26 dias (\approx 6h14min.) e o tempo mínimo registado em PL foi de 3,22 dias (\approx 77h17min). Devido ao facto de as paragens PR poderem ser programadas com alguns dias ou semanas de antecedência, para dar resposta a algumas situações de emergência, cerca de um terço das paragens são inferiores a 24 horas.

Em termos de média, é possível observar claramente a diferença entre as paragens PL e PR. Cada paragem PL apresenta em média 22,07 dias (\approx 3,2 semanas) de paragem, um valor relativamente próximo do tempo de paragem para manutenção usado nos estudos de planeamento (3 semanas). Nas paragens PR, a maior paragem, que foi de 44,25 dias inflaciona significativamente a média.

A Mediana é o valor que separa a metade maior e a metade menor de uma amostra. A vantagem da mediana em relação à média é que a mediana pode dar uma ideia melhor de um valor típico, porque não é tão distorcida por valores extremamente altos ou baixos. A mediana nas paragens PL é substancialmente mais baixa que a média, metade dos registos são tempos superiores a 13,71 dias e outra metade inferiores. Já nas paragens PR a mediana encontra-se próxima da média.

O desvio padrão indica uma medida de dispersão dos dados em torno de média. Analisando o desvio-padrão dos tempos de manutenção, podemos concluir que os dados referentes às paragens PR são mais homogéneos, neste caso, encontram-se em geral mais próximos da média, e o tempo de paragem apresenta valores mais dispersos nos registos PL.

Em termos da média de ocorrências anuais destas paragens por grupo, os valores são a seguir indicados:

Média de ocorrências PL: 1,13 ocorrências/ano.

Média de ocorrências PR: 1,91 ocorrências/ano.

A taxa de ocorrência de paragens PR é cerca de 60% maior do que a taxa de ocorrências de paragens PL.

Paragens fortuitas (FT)

Com a informação referente aos tempos de paragem das fortuitas, podemos calcular o parâmetro FOR (forced outage rate). Nas centrais térmicas a carvão, o tempo médio atualmente a ser usado como referência nas paragens fortuitas é de 4 semanas, o que representa um FOR de 7,7%. Na tabela 23 podemos ver informação estatística sobre os dados recolhidos das paragens FT.

Tabela 23 – Informação das paragens FT das centrais a carvão

Parâmetros	FT (Dias)
Mínimo	0,013
Máximo	16,63
Média	1,46
Mediana	0,75
Desvio Padrão	1,99

A menor paragem foi de 0,013 dias (\approx 19 minutos), e a maior paragem registada é de 16,63 dias (\approx 399 horas). Em termos médios, as paragens fortuitas têm 1,46 dias sendo que a mediana se encontrasse a meio deste valor. O desvio padrão indica-nos que grande parte dos valores se encontra relativamente próximo da média.

Em termos médios ocorrem 3,22 paragens fortuitas por ano.

Com estes resultados podemos notar que o valor médio usado hoje em dia como referência para o FOR (Forced Outage Rate) das centrais a carvão é bastante conservador.

Análise da disponibilidade das centrais a carvão

O plano das paragens para manutenção é caracterizado, como já vimos, por dois tipos de paragem (PL e PR), que têm individualmente, um número médio de ocorrências por ano e um tempo médio de paragem. Neste âmbito, e de forma a poder analisar o risco associado à disponibilidade média usada nas centrais a carvão, vai ser utilizada a seguinte metodologia:

- Irá ser construída uma tabela de PE para todos os tipos de paragem, com base a função algorítmica aproximada aos dados de input, com dados de probabilidade de excedência entre [5%;50%] em intervalos de 5%, disponível no anexo 3;
- Multiplicando o número médio de paragens anual pelos tempos associados a um risco de excedência da tabela PE, irá ser possível calcular a disponibilidade da central, através da equação 15, para cada intervalo de probabilidade de excedência.

$$Disp. Central = ((1 - MOR) * (1 - FOR)) * 100$$

Equação 15 – Cálculo da disponibilidade anual da central

Sendo:

MOR = *Maintenance outage rate*

FOR = *Forced outage rate*

Como vimos na tabela 13, atualmente nas centrais a carvão, o valor de MOR médio anual usado é de 5,8%, que representa 3 semanas de paragem para manutenção por grupo, e um FOR médio anual de 7,7%, que representa 4 semanas de paragem em ocorrências fortuitas por ano.

A disponibilidade média usada nas centrais a carvão pode ser então obtida através do seguinte cálculo:

$$Disp. Centrais (Carvão) = ((1 - 0,058) * (1 - 0,077)) * 100$$

$$Disp. Centrais (Carvão) = 86,9 \%$$

As centrais a carvão são caracterizadas em média por uma disponibilidade anual de 86,9% ao ano. A partir das tabelas disponíveis no anexo 3, podemos calcular a disponibilidade das centrais a carvão com base em tempo de manutenção com uma determinada probabilidade

de excedência. Nos gráficos PE das paragens podemos visualizar uma série a linha azul referente aos dados de input introduzidos no gráfico, e uma série a linha laranja, obtida através do programa @RISK, que representa a função algorítmica que melhor se aproxima à curva da série “Input”, e da qual irá ser retirada a informação relativa a probabilidade de excedência das paragens em intervalos de 5% entre [5%;50%].

De seguida, é calculada a disponibilidade anual da central usando como referência o tempo de paragem com PE de 50%, ou seja, com base em todos os registos de paragem, quando ocorre uma interrupção, a probabilidade de o tempo ser mais elevado ou mais baixo é de 50%. Este calculo serve apenas de exemplo, e não será reproduzido novamente neste trabalho. Tendo em consideração um número médio de paragens por ano, e através das tabelas PE (anexo 3) das paragens, conseguimos obter os tempos de paragem com PE de 50% e construir a tabela 24.

Tabela 24 – Cálculo dos tempos de paragem com PE de 50%

Parâmetros	Tempo (dias)
MTTR (Mean Time To Repair) (PE = 50%)	0,66
Média de av./ano	3,22
Dias de paragem anual em FT (MTTR * Av/ano)	2,12
Tempo de paragem em dias PL (PE = 50%)	13,59
Média ocorrências/ano PL	1,13
Dias de paragem anual em PL	15,36
Tempo de paragem em dias PR (PE = 50%)	1,33
Média ocorrências/ano PR	1,91
Dias de paragem anual em PR	2,55

Através dos tempos de paragem com probabilidade de excedência de 50% podemos calcular o MOR e o FOR com base nessa probabilidade.

De seguida seguem-se as fórmulas usadas, e o respetivo cálculo do MOR e FOR, para uma PE de 50%, tendo em conta os valores obtidos na tabela 24:

- **Cálculo do MOR**

$$MOR_{central} = \left(\frac{D_{PL} + D_{PR}}{DiasAno} \right) * 100$$

Equação 16 – Cálculo do MOR das centrais

Sendo:

D_{PL} = Dias de paragem anual em PL

D_{PR} = Dias de paragem anual em PR

$DiasAno$ = Dias do ano

$$MOR_{carvão} = \left(\frac{15,36 + 2,55}{365} \right) * 100 = 4,9 \%$$

- **Cálculo do FOR**

$$FOR_{carvão} = \left(\frac{D_{FT}}{DiasAno * (1 - MOR)} \right) * 100$$

Equação 17 – Cálculo do FOR das centrais

Sendo:

D_{FT} = Dias de paragem anual em FT (fortuitas)

MOR = Maintenance outage rate

$DiasAno$ = Dias do ano

$$FOR_{carvão} = \left(\frac{2,12}{365 * (1 - 0,049)} \right) * 100 = 0,4\%$$

Desta forma, e usando a equação 15, podemos obter a disponibilidade anual da central tendo em conta paragens com uma probabilidade de excedência de 50%.

$$Disp_{50\%} = ((1 - 0,049) * (1 - 0,004)) * 100 = 93,9 \%$$

Como podemos constatar, ao usar tempos de paragem com PE de 50%, a disponibilidade anual das centrais a carvão é de 93,9%, um valor superior à disponibilidade média usada atualmente nas centrais a carvão. Este resultado é normal, visto que quanto menores forem

os tempos de interrupção considerados nas centrais, maior vai ser a disponibilidade desta, mas o risco associado a esta disponibilidade não se cumprir é maior, porque a probabilidade de ocorrerem tempos superiores aos considerados é maior.

De forma a conseguir saber a probabilidade de excedência dos tempos de paragem que nos permite obter a disponibilidade anual usada atualmente nas centrais a carvão, foi construído um gráfico onde no eixo do “y” refere-se à probabilidade de excedência dos tempos de paragem e no eixo do “x” a disponibilidade anual das centrais calculada.

Em intervalos igualmente de 5% de PE, foram construídas tabelas semelhantes à tabela 24 até a um mínimo de 5%. Com esta informação, e tendo em conta um número médio de paragens por ano, podemos calcular a disponibilidade das centrais (tabela 17), considerando a mesma probabilidade de excedência para todos os tipos de paragens.

Tabela 25 – Disponibilidades das centrais associadas à PE das paragens

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade anual das centrais
50%	2,12	15,36	2,55	94,5%
45%	1,55	17,96	2,84	93,9%
40%	1,83	21,21	3,17	92,8%
35%	2,18	25,38	3,56	91,5%
30%	2,62	30,94	4,05	89,7%
25%	3,20	38,71	4,67	87,2%
20%	4,01	50,36	5,52	83,6%
15%	5,19	69,77	6,77	77,6%
10%	7,13	108,53	8,92	65,9%
5%	11,15	224,63	14,04	31,6%

Como podemos ver na tabela 25, quanto menor for o risco disposto a ser tomado na probabilidade de excedência das paragens, menor é a disponibilidade anual das centrais a carvão.

Com a tabela 25, podemos construir o gráfico da figura 25, e quantificar o risco associado à média das disponibilidades anuais das centrais a carvão utilizada atualmente nos estudos de planeamento do sistema eletroprodutor.

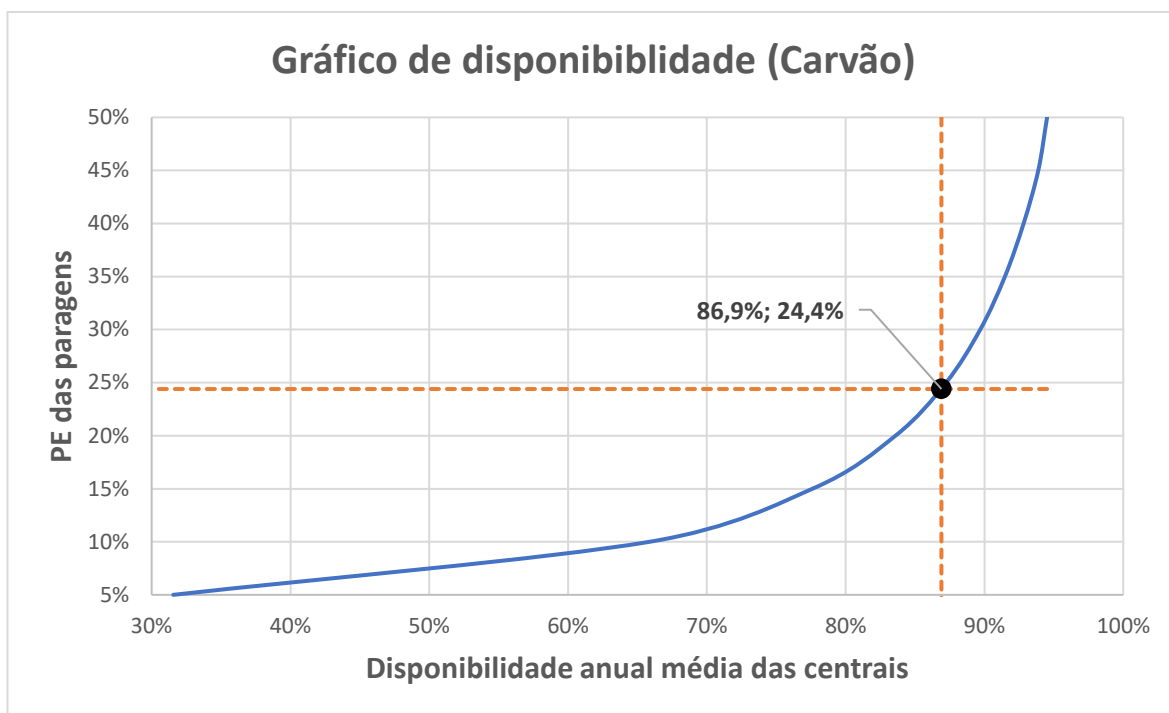


Figura 25 – Gráfico de disponibilidade das centrais a carvão

Como podemos ver na figura 25, para obter uma disponibilidade de 86,9%, e considerando o número médio de paragens anual, é necessário usar tempos de paragem com uma probabilidade de excedência de 24,4%, ou seja, existe uma probabilidade de 24,4% de os tempos de paragem excederem os seguintes valores:

PL (24,4%) = 37,29 dias

PR (24,4%) = 2,49 dias

FT (24,4%) = 1,64 dias

Considerando o número de paragens médias por ano, com estes dados obtemos um MOR com cerca de 13% e um FOR de 1%. Em comparação com o que é atualmente usado, podemos chegar à conclusão que para uma disponibilidade anual de 86,9%, é necessário considerar tempos de manutenção mais elevadas e tempos de paragem fortuitas inferiores.

As centrais a carvão, apresentam características, tais como custos elevados de arranque e menor flexibilidade de produção, que incitam a um uso mais contínuo ao longo do ano, o que resulta em índices de disponibilidade mais baixos, devido a manutenções mais frequentes, neste tipo de centrais.

6.2.4.2 Análise da disponibilidade das centrais térmicas a ciclo combinado

Os tempos de manutenção das centrais térmicas a ciclo combinado usados como referência foram obtidos a partir de um estudo encomendado pela REN à empresa KEMA. Sendo assim, nas centrais a ciclo combinado, o valor utilizado referente ao tempo de manutenção é de 4 semanas ao longo do ano, o que representa um MOR de 7,7%.

Foram reunidos 197 dados de paragens para manutenção (PL e PR) dos grupos, e 223 dados referentes a paragens fortuitas (FT) dos grupos das centrais a ciclo combinado entre os anos de 2006 e 2017.

Como já foi referido, o aumento significativo da produção de energia renovável tem diminuído a dependência ao longo dos anos dos combustíveis fósseis em Portugal. Particularmente, as centrais a ciclo combinado, a partir de 2012, têm possuído taxas de produção muito baixas, à exceção do ano de 2017. Este facto devesse à sua maior flexibilidade no arranque e custos de produção superiores às centrais a carvão, o que leva a que sejam usadas apenas quando necessário, como backup às centrais renováveis.

Desta forma, foi decidido numa reunião interna que a informação iria ser dividida em dois grupos: um grupo com os dados referente aos anos entre 2006 e 2012 e outro grupo que contém os dados dos anos todos. O principal objetivo desta separação é perceber a tendência, nos períodos analisados, do tempo para manutenções e do tempo das paragens fortuitas das centrais a ciclo combinado, e perceber o impacto nos principais indicadores usados nestes tipos de centrais.

Comparação de paragens PR e PL

Dos 197 dados recolhidos referentes às paragens para manutenção, 137 eram do tipo PR e 60 do tipo PL.

Foram reunidos alguns dados estatísticos por cada tipo de paragem, e para ambos os grupos anteriormente mencionados, e foi criada a tabela 26.

Tabela 26 – Dados das paragens das centrais a ciclo combinado

Parâmetros	(2006 - 2012)		(2006 - 2017)	
	PR(dias)	PL (dias)	PR (dias)	PL (dias)
Mínimo	0,04	0,26	0,04	0,26
Máximo	52,93	113,00	52,93	113,00
Média	6,99	23,01	4,44	13,93
Mediana	2,12	6,71	0,96	5,96
Desvio Padrão	11,26	32,48	8,79	21,98

Da análise da tabela 18, podemos averiguar que os maiores tempos registados em PR e em PL foi entre os anos de 2006 e 2012. Podemos também constatar, que nos dois tipos de paragem, a média, a mediana e o desvio padrão sofreram um decréscimo ao serem considerados os anos todos, sendo que o caso mais notório é referente às paragens PL que sofreram uma diminuição de cerca de 11 dias quando analisado o valor médio.

Esta diminuição dos tempos de manutenção é uma consequência da produção cada vez mais reduzida deste tipo de centrais nos últimos anos, uma vez que com a diminuição da produção, o desgaste dos equipamentos é menor.

Em termos da média de ocorrências anuais das paragens por grupo, os valores são a seguir indicados:

- **2006 – 2012**

Média de ocorrências PL: 1,16 ocorrências/ano.

Média de ocorrências PR: 1,76 ocorrências/ano.

- **2006 – 2017**

Média de ocorrências PL: 1,36 ocorrências/ano.

Média de ocorrências PR: 1,93 ocorrências/ano.

Tanto nas paragens PL como PR, o número médio de paragens por ano sofreu um aumento. Podemos concluir que as centrais a ciclo combinado vão sendo caracterizadas por tempos de manutenção menores, mas com um número de ocorrências por ano mais elevado.

Comparação das paragens fortuitas (FT)

Atualmente considera-se 11 dias e 7 horas de paragens fortuitas por ano, o que representa um FOR de 3,1%. Na tabela 27 podemos ver informação estatística sobre os dados recolhidos das paragens FT entre os dois grupos anteriormente mencionados.

Tabela 27 – Comparação de paragens FT das centrais a ciclo combinado

Parâmetros	(2006 - 2012)	(2006 - 2017)
	FT (dias)	FT (dias)
Mínimo	0,04	0,02
Máximo	28,49	135,50
Média	2,26	2,69
Mediana	0,58	0,50
Desvio Padrão	3,90	10,01

Ao analisar a tabela 27, podemos notar que a maior paragem registada ocorreu entre 2012 e 2017. E que apesar de a média dos tempos de paragem ter subido, resultado de uma paragem de 135,5 dias, a mediana desce quando se considera todos os anos.

Em média ocorre as seguintes paragens fortuitas por grupo num ano:

- **2006 – 2012**

Média de ocorrências FT: 1,86 ocorrências/ano.

- **2006 – 2017**

Média de ocorrências FT: 2,23 ocorrências/ano.

Tem ocorrido em média, um maior número de avarias por ano. Este resultado é expectável, visto que, quanto maior o tempo em manutenção da central, por norma, menor será o tempo em paragens fortuitas desta, uma vez que enquanto a central se encontra em manutenção, não poderá ocorrer nenhuma falha. Com estes resultados podemos concluir que as centrais a ciclo combinado entre os anos de 2006 e 2012, comparativamente com os anos entre 2013

e 2017, eram caracterizadas por tempos de manutenção mais elevados e por uma média de ocorrências fortuitas ao ano menores.

Análise da disponibilidade das centrais a ciclo combinado

Como vimos na tabela 13, atualmente nas centrais a ciclo combinado, o valor de MOR médio usado é de 7,7 %, que representa 4 semanas de paragem para manutenção por grupo, e um FOR médio de 3,1 %, que representa cerca de 1 semana e 4 dias de paragem em ocorrências fortuitas ao ano por grupo. Através da equação 15, podemos calcular a disponibilidade anual média das centrais a ciclo combinado:

$$\text{Disp. Centrais (Ciclo combinado)} = ((1 - 0,077) * (1 - 0,031)) * 100$$

$$\text{Disp. Centrais (Ciclo combinado)} = 89,5 \%$$

Esta análise irá ter em consideração os dois grupos anuais mencionados anteriormente. A partir das tabelas PE das centrais a ciclo combinado, disponíveis no anexo 3, podemos calcular a disponibilidade anual das centrais a ciclo combinado com base em tempos de manutenção e tempos de paragens fortuitas com uma determinada probabilidade de excedência. Primeiramente iremos analisar o período entre 2006 e 2012.

Na figura 26 podemos visualizar o gráfico, obtido através da tabela disponível no anexo 4, que correlaciona a probabilidade de excedência das paragens com a respetiva disponibilidade anual das centrais a ciclo combinado.

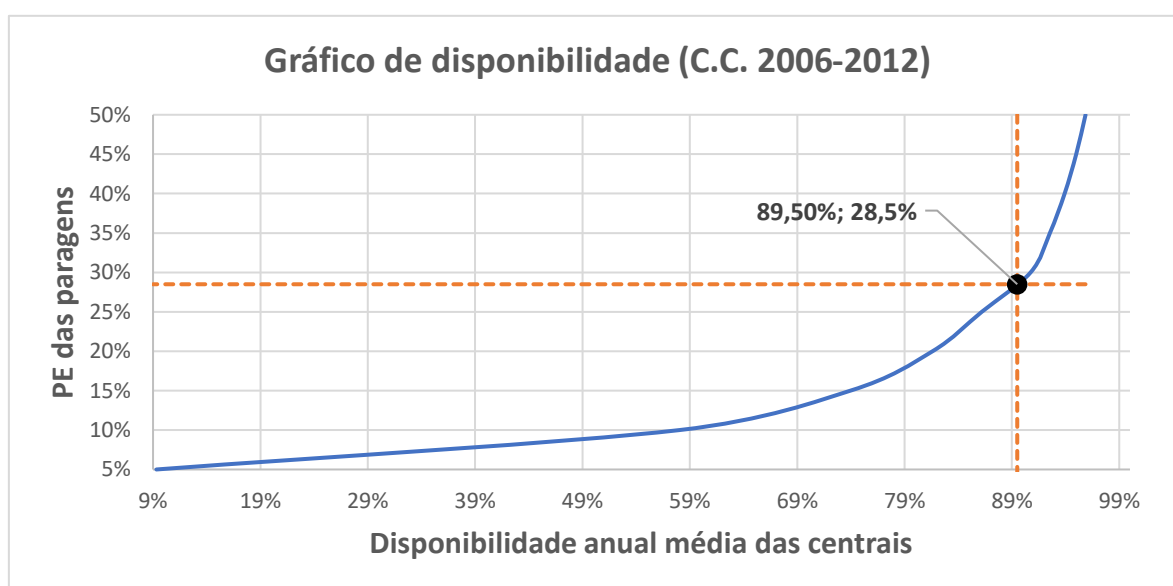


Figura 26 - Gráfico de disponibilidade das centrais a ciclo combinado (2006-2012)

Como podemos ver na figura 26, para uma disponibilidade de 89,5%, é necessário usar tempos de paragem com uma probabilidade de excedência de 28,5%, que corresponde aos seguintes valores:

PL (28,5%) = 19,44 dias

PR (28,5%) = 5,88 dias

FT (28,5%) = 1,78 dias

Considerando o número de paragens médias por ano, com estes dados obtemos um MOR com cerca de 9% e um FOR de 1%.

Ao considerarmos neste estudo todos os anos, e através da tabela disponível no anexo 4, podemos obter o gráfico da figura 27.

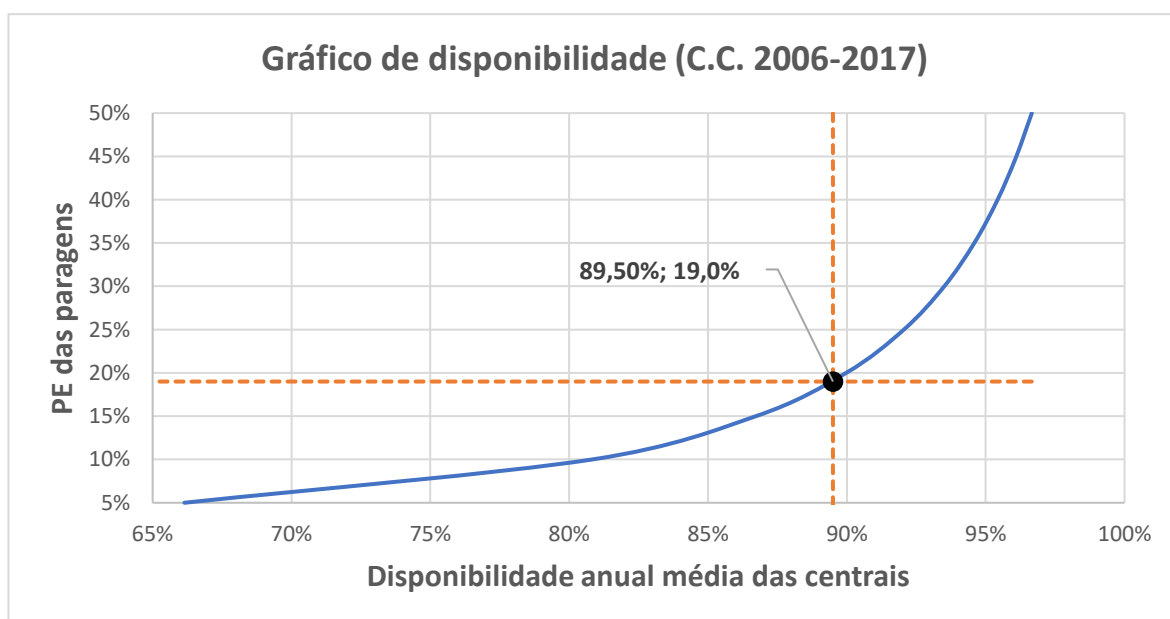


Figura 27 - Gráfico disponibilidade das centrais a ciclo combinado (2006-2017)

Ao contrário do que acontece na figura 27, para a mesma disponibilidade anual de referência, obtemos agora tempos de paragem com probabilidade de excedência de 19%, que corresponde aos seguintes valores:

PL (19%) = 16,33 dias

PR (19%) = 5,24 dias

FT (19%) = 2,75 dias

Considerando o número de paragens médias por ano, com estes dados obtemos um MOR com cerca de 8,9% e um FOR de 1,8%.

Como já foi mencionado, as centrais a ciclo combinado apresentaram taxas de utilização anuais bastante reduzidas a partir de 2012, levando a tempos de paragem para manutenção mais curtos. Dito isto, e comparando os gráficos das figuras 34 e 35, chegamos à conclusão que, como esperado, para obter uma disponibilidade inferior a 89,5% a probabilidade de excedência das paragens é menor considerando o período entre 2006 e 2017 do que era entre o período de 2006 a 2012. Ou seja, futuramente, é possível considerar taxas de disponibilidade das centrais a ciclo combinado menos conservadoras, visto que os seus tempos de interrupção para manutenção nos últimos anos tiveram uma tendência decrescente.

6.2.4.3 Análise da disponibilidade das centrais em albufeira

Os tempos de manutenção das centrais em albufeira usados como referência foram obtidos com base na informação dos CAE (contratos de aquisição de energia). Sendo assim, neste tipo de centrais o valor médio utilizado para o tempo de manutenção por grupo é de 15 dias ao longo do ano, o que representa um MOR de 4,1 %.

Foram reunidos 940 dados de paragens para manutenção (PL e PR) dos grupos, e 1105 dados referentes a paragens fortuitas (FT) dos grupos das centrais em albufeira entre os anos de 2006 e 2017.

Comparação de paragens PR e PL

Dos 940 dados recolhidos referentes às paragens para manutenção, 743 eram do tipo PR e 197 do tipo PL. Foram reunidos alguns dados estatísticos de cada tipo de paragem, que foram alvo de análise e comparação.

A tabela 28 apresenta alguns dados estatísticos dos dados de input das paragens PL e PR das albufeiras.

Tabela 28 - Dados das paragens das centrais em albufeira

Parâmetros	PR (dias)	PL (dias)
Mínimo	0,01	0,01
Máximo	109,48	290,62
Média	0,88	19,20
Mediana	0,12	4,37
Desvio Padrão	5,50	38,96

O tempo mínimo registado destes dois tipos de paragem foi 0,01 dias (≈ 15 min.). Dos 743 registos de paragens PR, apenas 58 são superiores a 24 horas, sendo que a maior paragem foi de 109,48 dias. Já nas paragens PL, 117 das 197 paragens foram superiores a 24 horas, sendo que a maior registada foi de 290,62 dias.

Em termos de média, é possível observar claramente a diferença entre as paragens PL e PR. As paragens PL apresentam em média 19,20 dias ($\approx 2,74$ semanas) de paragem, um valor maior que os 15 dias de referência. Nas paragens PR, a média do tempo das paragens é de 0,88 dias, em comparação com as paragens PL podemos notar a enorme diferença entre as características temporais destas duas.

Tanto nas paragens PL como nas PR, a mediana e a média tomam valores significativamente diferentes. Isto indica-nos que o tempo da maior parte dos registos de paragem encontra-se a baixo da média.

Comparando o desvio padrão dos dois tipos de paragem, podemos notar que nas paragens PL existe muito maior dispersão de dados.

Em termos da média de ocorrências anuais destas paragens por grupo, os valores são a seguir indicados:

Média de ocorrências PL: 1,42 ocorrências/ano.

Média de ocorrências PR: 3,40 ocorrências/ano.

A taxa de ocorrência de paragens PR é cerca de 140% maior do que a taxa de ocorrências de paragens PL.

Paragens fortuitas (FT)

Nas centrais em albufeira, o tempo atualmente utilizado como referência nas paragens fortuitas dos grupos é cerca de 4 dias e 18 horas, o que representa um FOR de 1,3%.

Na tabela 29 podemos ver informação estatística sobre os dados recolhidos das paragens FT.

Tabela 29 - Informação das paragens FT das centrais em albufeira

Parâmetros	FT (dias)
Mínimo	0,002
Máximo	288,67
Média	1,39
Mediana	0,22
Desvio Padrão	9,97

A menor paragem foi de 0,002 dias (\approx 3 minutos), e a maior paragem registada é de 288,67 dias (\approx 41,24 semanas), e é única paragem com mais de 100 dias. Em termos médios, as paragens fortuitas têm 1,39 dias, valor bastante influenciado pela maior paragem registada, sendo que a mediana é de 0,22 dias.

Em termos médios ocorrem 2,29 paragens fortuitas por ano.

Análise da disponibilidade das centrais em albufeira

Como vimos na tabela 21, atualmente nas centrais em albufeira, o valor considerado de MOR médio é de 4,1%, e o FOR médio é de 1,3%. Através destes valores, e a partir da equação 15, podemos calcular a disponibilidade média das centrais em albufeira:

$$**Disp. Centrais (Albufeira)** = ((1 - 0,041) * (1 - 0,013)) * 100$$

$$**Disp. Centrais (Albufeira)** = 93,8%$$

Como podemos verificar, a disponibilidade anual média das centrais em albufeira é de 93,8%.

Na figura 28 podemos visualizar o gráfico, obtido através da tabela disponível no anexo 4, que correlaciona a probabilidade de excedência das paragens com a respetiva disponibilidade anual média das centrais em albufeira.

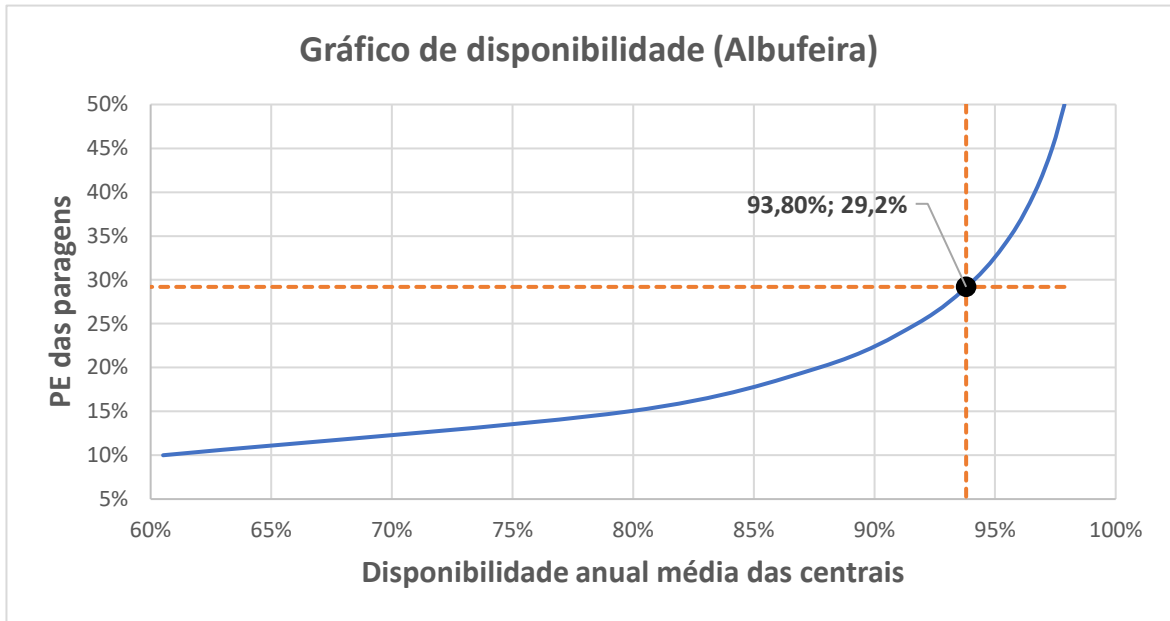


Figura 28 - Gráfico de disponibilidade das centrais em albufeira

Como podemos ver na figura 28, para obter uma disponibilidade de 93,8%, e considerando o número médio de paragens anuais, é necessário usar tempos de paragem com uma probabilidade de excedência de 29,2%, ou seja, existe uma probabilidade de 29,2% de os tempos de paragem excederem os seguintes valores:

PL (29,2%) = 11,40 dias

PR (29,2%) = 0,25 dias

FT (29,2%) = 0,45 dias

Com estes tempos de paragem, obteríamos um FOR de 0,7% e um MOR de 5,5%. Em comparação com o que é atualmente usado, podemos chegar à conclusão que para uma disponibilidade de 93,9%, é necessário usar tempos de paragem que têm uma probabilidade de excedência de cerca de 30%, o valor menos conservador de todos os tipos de central até agora estudado.

6.2.4.4 Análise da disponibilidade das centrais a fio de água

Os tempos médios de manutenção das centrais a fio de água usados como referência foram obtidos igualmente com base em informação constante dos CAE (contratos de aquisição de energia). Sendo assim, neste tipo de centrais o valor do tempo médio de manutenção

considerado é de 10 dias e 5 horas ao longo do ano, o que representa um MOR de 2,8 %, o valor mais baixo entre todas as centrais.

Foram reunidos 1105 dados de paragens para manutenção (PL e PR) dos grupos, e 1256 dados referentes a paragens fortuitas (FT) dos grupos das centrais a fio de água entre os anos de 2006 e 2017.

Comparação de paragens PR e PL

Dos 1105 dados recolhidos referentes às paragens para manutenção, 838 eram do tipo PR e 267 do tipo PL. Foram reunidos alguns dados estatísticos de cada tipo de paragem, que foram alvo de análise e comparação.

A tabela 30 apresenta alguns dados estatísticos dos dados de input das paragens PL e PR das centrais a fio de água.

Tabela 30 – Dados das paragens das centrais a fio de água

Parâmetros	PR (dias)	PL (dias)
Mínimo	0,002	0,02
Máximo	132,00	218,76
Média	0,89	13,78
Mediana	0,12	0,67
Desvio Padrão	7,62	24,36

O tempo mínimo registado destes dois tipos de paragem foi 0,002 dias (\approx 3min.). Dos 838 registos de paragens PR, apenas 40 são superiores a 24 horas, sendo que a maior paragem foi de 132 dias (\approx 19 semanas). Já nas paragens PL, a maior paragem foi de 218,76 dias.

Em termos de média, as paragens PL apresentam 13,78 dias (\approx 2 semanas) de paragem, um valor superior ao usado atualmente como referência. Nas paragens PR, a média do tempo das paragens é de 0,89 dias (\approx 21h 20min.).

Nos dois tipos de paragem, mas principalmente nas paragens PL, a mediana é bastante inferior à média. Isto indica-nos que o tempo da maior parte dos registos de paragem encontra-se a baixo da média.

Comparando o desvio padrão dos dois tipos de paragem, podemos notar que nas paragens PL existe muito maior dispersão de dados.

Em termos da média de ocorrências anuais destas paragens por grupo, os valores são a seguir indicados:

Média de ocorrências PL: 1,87 ocorrências/ano.

Média de ocorrências PR: 4,11 ocorrências/ano.

As centrais a fio de água apresentam nos dois tipos de paragem, o maior número médio de paragens para manutenção.

Paragens fortuitas (FT)

Nas centrais a fio de água, o tempo atualmente utilizado como referência nas paragens fortuitas é cerca de 4 dias e 18 horas, o que representa um FOR de 1,3%. Na tabela 31 podemos ver informação estatística sobre os dados recolhidos das paragens FT.

Tabela 31 - Informação das paragens FT das centrais a fio de água

Parâmetros	FT (dias)
Mínimo	0,003
Máximo	214,63
Média	1,07
Mediana	0,17
Desvio Padrão	9,26

A menor paragem foi de 0,003 dias (\approx 4 minutos), e a maior paragem registada é de 214,63 dias (\approx 30,66 semanas). Em termos médios, as paragens fortuitas têm 1,07 dias, e a mediana é de 0,17 dias.

Em termos médios ocorrem 3,21 paragens fortuitas por ano.

Análise da disponibilidade das centrais a fio de água

Como vimos na tabela 21, atualmente nas centrais a fio de água, o valor de MOR médio é de 2,8%, e o FOR médio é de 1,3%. Através destes valores, e a partir da equação 15, podemos calcular a disponibilidade média das centrais a fio de água:

$$\text{Disp. Centrais (fio de água)} = ((1 - 0,02,8) * (1 - 0,013)) * 100$$

$$\text{Disp. Centrais (fio de água)} = 95,9\%$$

Como podemos verificar, as centrais a fio de água são caracterizadas por terem em média uma disponibilidade anual mais elevada do que os resto das centrais.

Na figura 29 podemos visualizar o gráfico obtido através da tabela disponível no anexo 4, que correlaciona a probabilidade de excedência das paragens PR, PL e FT com a respetiva disponibilidade anual das centrais a fio de água.

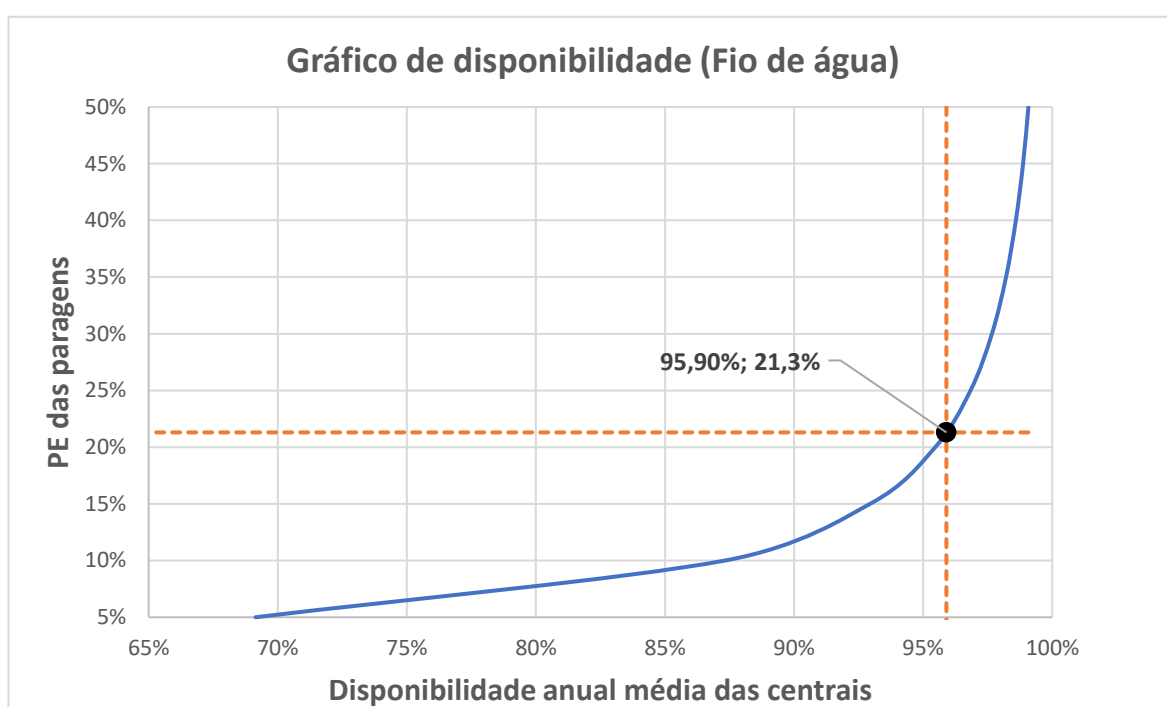


Figura 29 - Gráfico de disponibilidade das centrais a fio de água

Como podemos ver na figura 29, para obter uma disponibilidade de 95,9%, e considerando o número médio de paragens anuais, é necessário usar tempos de paragem com uma probabilidade de excedência de 21,3%, ou seja, existe uma probabilidade de 21,3% de os tempos de paragem excederem os seguintes valores:

$$\text{PL (21,3\%)} = 6,58 \text{ dias}$$

$$\text{PR (21,3\%)} = 0,33 \text{ dias}$$

$$\text{FT (21,3\%)} = 0,42 \text{ dias}$$

Com estes tempos de paragem, obteríamos um FOR de 0,4% e um MOR de 3,7%. Em comparação com o que é atualmente usado nas centrais a fio de água, temos um FOR 0,9% menor e um MOR 0,9% maior.

6.2.4.5 Resumo dos resultados obtidos

Ao comparar os resultados obtidos dos tempos médios e frequência anual das paragens para manutenção planeadas (PL) e programadas (PR), podemos verificar uma diferença considerável entre estas. As paragens PL são caracterizadas por menos ocorrências ao ano relativamente às PR, e com duração muito mais longa, isto porque é um tipo de manutenção que é periódica e tem como objetivo um conjunto de ações que pretende conservar os equipamentos de forma a estender a vida útil destes. As paragens PR são caracterizadas por uma frequência maior e com durações mais curtas, e são realizadas para dar resposta a alguma irregularidade registada no funcionamento das centrais.

Agrupando os resultados obtidos no estudo que incide sobre a disponibilidade média anual das grandes centrais produtoras a carvão, ciclo combinado, albufeiras e fios de água, podemos obter a tabela 32.

Tabela 32 – Tabela resumo do estudo das disponibilidades das centrais

Centrais	Valores anuais de referência considerados atualmente			Valores resultantes do estudo do capítulo 6.2.4		
	Disp. média anual da central	MOR	FOR	PE das paragens	MOR	FOR
Carvão	86,9%	5,8%	7,7%	24,4%	13,0%	1,0%
C.C. (2006-2012)	89,5%	7,7%	3,1%	28,5%	9,0%	1,0%
C. C. (2006-2017)	89,5%	7,7%	3,1%	19,0%	8,9%	1,8%
Albufeiras	93,8%	4,1%	1,3%	29,2%	5,5%	0,7%
Fios de água	95,9%	2,8%	1,3%	21,3%	3,7%	0,4%

Nesta tabela 32, podemos visualizar a disponibilidade média anual das centrais, a probabilidade de excedência dos tempos de paragem que nos permite obter essa disponibilidade anual média, e o MOR e FOR resultante dos tempos de paragem utilizados.

Ao analisar os resultados obtidos no capítulo 6.2.4 podemos retirar as seguintes conclusões:

- Devido a taxas de utilização anuais bastante reduzidas a partir de 2012, os tempos de paragem para manutenção nas centrais a ciclo combinado apresentam uma tendência decrescente, ao contrário do tempo das paragens fortuitas que sofreu um ligeiro aumento. Em comparação com as outras centrais, o valor médio da disponibilidade anual destas centrais é o mais conservador, ou seja, é o que tem menor probabilidade de ao final do ano, obter uma disponibilidade inferior ao valor utilizado como referência atualmente. Desta forma, é possível considerar no futuro taxas de disponibilidade mais elevadas para estes tipos de central.
- De forma geral, para todos os tipos centrais, as taxas de indisponibilidades anuais devido a paragens fortuitas (FOR's) são inferiores aos valores usados como referência atualmente, um resultado esperado, visto que os indicadores a serem usados nos programas devem ter como base a segurança do abastecimento. Esta discrepância é mais visível nas centrais a carvão, onde o tempo médio atualmente a ser usado como referência nas paragens fortuitas é de 4 semanas, um valor bastante conservador ao analisar os registos dos tempos de paragem devido falhas fortuitas registado nos últimos 12 anos. Desta forma, é possível considerar no futuro um FOR médio inferior nas centrais a carvão.
- A indisponibilidade das centrais a carvão é resultante, na sua maior parte, devido a paragens para manutenção, ao contrário do que é considerado atualmente, onde a taxa FOR (Forced Outage rate) é superior ao MOR (Maintenance Outage Rate).
- Analisando os resultados obtidos da abordagem adotada, para quantificar o risco associado às disponibilidades médias anuais usadas atualmente nas grandes centrais produtoras térmicas e hídricas, podemos concluir que de forma geral, o risco associado à probabilidade de excedência das paragens fortuitas e paragens para manutenção para obter a disponibilidade média anual das centrais, encontra-se entre

os 20% e os 30% (excluindo o caso das centrais a ciclo combinado entre 2006 e 2017), um resultado coeso entre todos os tipos de central.

- No futuro será necessário avaliar o impacto dos novos valores de MOR e FOR nos indicadores de abastecimento obtidos através das simulações com o modelo VALORAGUA e RESERVAS. Esta avaliação será posteriormente efetuada pela empresa.

7. Conclusão

O trabalho apresentado nesta tese, teve como principais objetivos o desenvolvimento de duas ferramentas em *Microsoft Office Excel – Visual Basic for Application* capazes de automatizar o cálculo dos indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e planeadas dos grupos das centrais hídricas e térmicas, e analisar estatisticamente os resultados obtidos nestes programas, com objetivo de analisar e comparar com os indicadores que estão a ser usados como referência nas centrais produtoras.

A metodologia usada pela REN (Redes Energéticas Nacionais) para estudar a segurança de abastecimento de eletricidade a médio e longo prazo em sistemas eletroprodutores consiste na integração de dois modelos: VALORAGUA e RESERVAS. Os principais indicadores de fiabilidade, associados às paragens fortuitas e planeadas, obtidos nos programas desenvolvidos neste trabalho, que irão ser usados nestes modelos são: MTTR (mean time to repair), Avarias/ano, FOR (forced outage rate) e o MOR (maintenance outage rate).

O desenvolvimento de ferramentas capazes de calcular indicadores de fiabilidade com base no registo das indisponibilidades dos grupos das centrais entre os anos de 2006 e 2017, permitiu analisar e comparar com os parâmetros que estão a ser usados atualmente nas centrais eletroprodutoras portuguesas. São ferramentas que irão ser usadas no futuro para poder calcular a disponibilidade anual das centrais com base nas folhas de registo das suas paragens.

Ao analisar a evolução dos parâmetros referentes às paragens fortuitas, podemos verificar, principalmente nas centrais hídricas, uma tendência decrescente no tempo em que as centrais estão indisponíveis ao longo do ano devido a avarias. Ao comparar a média entre os anos (2000 – 2005) com a média dos anos posteriores, podemos notar que apesar de 76,7% das centrais hídricas terem aumentado o tempo que demoram a reparar as suas avarias, 86,7% das centrais hídricas sofreram uma diminuição no número médio de avarias ao ano, e o peso desta diminuição do número de avarias anuais, resulta em 80% das centrais verem o seu FOR (forced outage rate) decrescer. Estes dados indicam-nos que poderá haver uma predisposição para as centrais aproveitarem as interrupções fortuitas para realizar uma manutenção aos equipamentos, daí resultar num MTTR (mean time to repair) mais longo, mas em consequência disso, existe uma menor frequência no número de falhas que se verifica nos equipamentos.

No que se refere à altura do ano onde as centrais têm tendência a realizar as suas manutenções, foi possível chegar a alguns resultados conclusivos. Nas centrais hídricas, o planeamento das suas manutenções está diretamente correlacionado com as condições atmosféricas, sendo que as centrais a fio de água são mais dependentes da água das chuvas, devido à ausência de capacidade de armazenamento, e deste modo a percentagem de tempo que param para manutenção nos meses mais húmidos é insignificativo. Já as centrais em albufeira apresentam uma maior dispersão ao longo do ano nas suas paragens para manutenção, isto deve-se à sua capacidade de bombear e armazenar água, que lhe confere uma maior flexibilidade de produção. Tal como nas centrais a fio de água, as albufeiras apresentam nos meses de agosto e setembro as taxas mais elevadas de MOR (maintenance outage rate). As centrais térmicas encaixam os seus planos de manutenção de forma a poder estar disponíveis quando não existem condições favoráveis à produção de energia hídrica e quando os picos de procura são mais elevados (meses de janeiro e dezembro).

No estudo referente à disponibilidade média anual de todos os tipos de centrais foi possível chegar a alguns resultados conclusivos. Devido a taxas de utilização anuais bastante reduzidas a partir de 2012, os tempos de paragem para manutenção nas centrais a ciclo combinado apresentam uma tendência decrescente, ao contrário do tempo das paragens fortuitas que sofreu um ligeiro aumento. Em comparação com as outras centrais, o valor médio da disponibilidade anual destas centrais é o mais conservador, ou seja, é o que tem menor probabilidade de ao final do ano, obter uma disponibilidade inferior ao valor utilizado

como referência atualmente. Desta forma, é possível considerar no futuro taxas de disponibilidade mais elevadas para estes tipos de central.

De forma geral, para todos os tipos centrais, as taxas de indisponibilidades anuais devido a paragens fortuitas (FOR's) são inferiores aos valores usados como referência atualmente, um resultado esperado, visto que os indicadores a serem usados nos programas devem ter como base a segurança do abastecimento. Esta discrepância é mais visível nas centrais a carvão, onde o tempo médio atualmente a ser usado como referência nas paragens fortuitas é de 4 semanas, um valor bastante conservador ao analisar os registos dos tempos de paragem devido falhas fortuitas registado nestes nos 12 anos. Desta forma, é possível considerar no futuro um FOR médio inferior nas centrais a carvão.

A indisponibilidade das centrais a carvão é resultante, na sua maior parte, devido a paragens para manutenção, ao contrário do que é considerado atualmente, onde a taxa FOR (Forced Outage rate) é superior ao MOR (Maintenance Outage Rate).

Analisando os resultados obtidos da abordagem adotada, para quantificar o risco associado às disponibilidades médias anuais usadas atualmente nas grandes centrais produtoras térmicas e hídricas, podemos concluir que de forma geral, o risco associado à probabilidade de excedência das paragens fortuitas e paragens para manutenção para obter a disponibilidade média anual das centrais, encontra-se entre os 20% e os 30% (excluindo o caso das centrais a ciclo combinado entre 2006 e 2017), um resultado coeso entre todos os tipos de central. No futuro será necessário avaliar o impacto dos novos valores de MOR e FOR nos indicadores de abastecimento obtidos através das simulações com o modelo VALORAGUA e RESERVAS. Esta avaliação será posteriormente efetuada pela empresa.

Tendo conhecimento que o estudo realizado sobre a disponibilidade média anual das grandes centrais térmicas e hídricas apresenta uma limitação determinante, neste caso, a dependência entre as variáveis utilizadas, fica possível com este trabalho o desenvolvimento de futuros estudos com base em abordagens alternativas, usando os resultados obtidos nos programas desenvolvidos, assim como usando os programas para obter novos indicadores de fiabilidade associados às paragens fortuitas e de manutenção, com base nas folhas dos registos das paragens dos próximos anos.

Referências documentais

- [1] M. I. D. Lourenço, *O sector da electricidade em Portugal: o papel da EDP Soluções Comerciais*. 2010, p. 52.
- [2] REN, “Dados Técnicos 2017,” p. 40, 2017.
- [3] F. Tiago Belerique, *A bombagem hidroelétrica em Portugal no quadro do mercado ibérico*. 2015, p. 112.
- [4] “Energia solar fotovoltaica.” .
- [5] “Energia eólica.” .
- [6] DGES, “Relatório de monitorização da segurança de abastecimento do sistema elétrico nacional 2017-2030,” 2017.
- [7] “Decreto-Lei nº 215-B/2012,” 2012.
- [8] S. vilela N. Martins, P. cabral, J. Santos, “Indicadores de segurança de abastecimento referentes à produção de eletricidade ‘O caso português,’” 2011.
- [9] W. D. E. S. Sales, “Planejamento Da Reserva Operativa De Sistemas De Geração Com Elevada Penetração De Energia Eólica,” 2009.
- [10] R. R. N. A. Billinton, *Reliability evaluation of engineering systems Concepts and techniques*, Second edi. Springer Science+Business Media, LLC, 1992.
- [11] R. Assis, “Apoio à decisão em manutenção na gestão de activos físicos,” Lidel - Edições técnicas, lda., 2010, p. 537.
- [12] IEEE Power Engineering Society, “Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity,” *IEEE Std 762TM-2006 (Revision IEEE Std 762-1987)*, vol. 2006, no. March, pp. 1–78, 2007.
- [13] P. Ramos, *Organização e Gestão da Manutenção Industrial Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial*. 2012, p. 69.
- [14] C. a Perlyn and M. Tenenbaum, “A model for the the optimal management of

- electric generating system,” vol. 59, no. 1, p. 85, 2006.
- [15] REN, “RESERVAS Simulation Tool,” no. April. 2014.
- [16] C. J. Artaiz, M. I. Docavo, N. Martins, M. N. Tavares, M. Matos, M. Rosa, R. Ferreira, and A. Leite sa Silva, “Evaluación de los niveles adecuados de reserva de operación en los sistemas eléctricos ibéricos a medio y largo plazo,” p. 8.
- [17] P. INESC Porto, “USING RESERVE PROGRAM,” p. 101, 2010.

ANEXO 1. Tabelas de siglas e potência das centrais térmicas e hídricas.

Sigla	Centrais hídricas	Potência (MW)	Tipo
AG	<i>Aguieira</i>	336	Albufeira
AL	<i>Alto Lindoso</i>	630	Albufeira
AV	<i>Alqueva</i>	255,6	Albufeira
AV2	<i>Alqueva 2</i>	255,6	Albufeira
AR	<i>Alto Rabagão</i>	68	Albufeira
BSJ	<i>Baixo sabor jusante</i>	36	Albufeira
BSM	<i>Baixo sabor montante</i>	153	Albufeira
CB	<i>Castelo de Bode</i>	159	Albufeira
CD	<i>Canicada</i>	62	Albufeira
BC	<i>Bouca</i>	44	Albufeira
CR	<i>Cabril</i>	108	Albufeira
CA	<i>Caldeirão</i>	40	Albufeira
FD	<i>Frades</i>	191,4	Albufeira
FD2	<i>Frades 2</i>	780	Albufeira
VN (PL)	<i>Paradela</i>	54	Albufeira
PC	<i>Pracana</i>	16	Albufeira
RV	<i>Raiva</i>	24	Albufeira
CRBO	<i>Ribeiradio</i>	74,7	Albufeira
SD2	<i>Salamonde 2</i>	220,0	Albufeira
SD	<i>Salamonde</i>	42	Albufeira
TC	<i>Tabuaco</i>	58	Albufeira
TR	<i>Torrão</i>	140	Albufeira
TD	<i>Touvedo</i>	22	Albufeira
VF	<i>Vilarinho F.</i>	125	Albufeira
VD	<i>Venda Nova</i>	90	Albufeira
BV	<i>Belver</i>	80,7	Fio de água
BT	<i>Bemposta</i>	240	Fio de água
BT2	<i>Bemposta 2</i>	191	Fio de água
CL	<i>Carrapatelo</i>	201	Fio de água
CM	<i>Crestuma</i>	117	Fio de água
FT	<i>Fratel</i>	132	Fio de água
MD	<i>Miranda</i>	180	Fio de água
PT	<i>Picote</i>	195	Fio de água
PT2	<i>Picote 2</i>	245	Fio de água
PN	<i>Pocinho</i>	186	Fio de água
RG	<i>Regua</i>	180	Fio de água
VR	<i>Valeira</i>	240	Fio de água

Siglas	Centrais térmicas	Potência (MW)	Tipo
LRS	<i>Lares</i>	826	Carvão
RJ	<i>Ribatejo</i>	1176	Carvão
PG	<i>Pego (carvão)</i>	288	Carvão
SN	<i>Sines</i>	1180	Carvão
PG2	<i>Pego C.C.</i>	837,1	Ciclo Combinado
TG	<i>T. Outeiro C.C.</i>	990	Ciclo Combinado

ANEXO 2. Tabelas de informação eliminada no estudo estatístico

Anos retirados

ANO	CENTRAL	MOTIVO
2006	Belver	Revitalização do grupo
	Pego (Carvão)	Dessulfuração
2007	Sines	Dessulfuração
	Belver	Renovação das tomadas de água
2008	Bouca	Renovação do grupo
	Sines	Dessulfuração
	Belver	Renovação do grupo
	Cabril	Renovação do grupo
	Picote I	Reforço de potência
2009	Bouca	Renovação dos equipamentos do grupo
	Pego (Carvão)	Dessulfuração
	Belver	Renovação do grupo
	Cabril	Renovação dos equipamentos do grupo
	Lares	Entrada em serviço da central
2010	Bouca	Renovação dos equipamentos do grupo
	Belver	Renovação do grupo
	Bemsposta I	Reforço de potência
	Lares	Intervenção à turbina a gás, gerador e turbina a vapor
	Pego C.C.	Desnitrificação / Entrada em serviço da central
2011	Sines	Ensaio
	Bemsposta I	Reforço de potência
	Bemsposta II	Entrada em serviço da central
	Picote I	Reforço de potência
2012	Picote II	Entrada em serviço da central
	Bemsposta II	Entrada em serviço da central
2014	Baixo Sabor Jusante	Entrada em serviço da central
	Frades I	Por condicionamento de cota
2015	Baixo Sabor Montante	Entrada em serviço da central
	Ribeiradio	Entrada em serviço da central
	Salamonde II	Entrada em serviço da central
2016	Baixo Sabor Montante	Entrada em serviço da central
	Frades II	Entrada em serviço da central
	Samandoe II	Entrada em serviço da central
2017	Baixo Sabor Montante	Entrada em serviço da central
	Frades II	Entrada em serviço da central
	Salamonde II	Entrada em serviço da central

Linhas eliminadas

ANO	CENTRAL	LINHAS	TIPO	MOTIVO
2007	Picote I	3268	FT	Por condicionamento de cota
		3270	FT	Por condicionamento de cota
		3354	FT	Por condicionamento de cota
2009	Tabuaco	3596	RR	Sem Motivo
		3597	RR	Sem Motivo

ANEXO 3. Gráficos tabelas de probabilidade de excedência das paragens PR, PL e FT de todas as centrais

Centrais a carvão

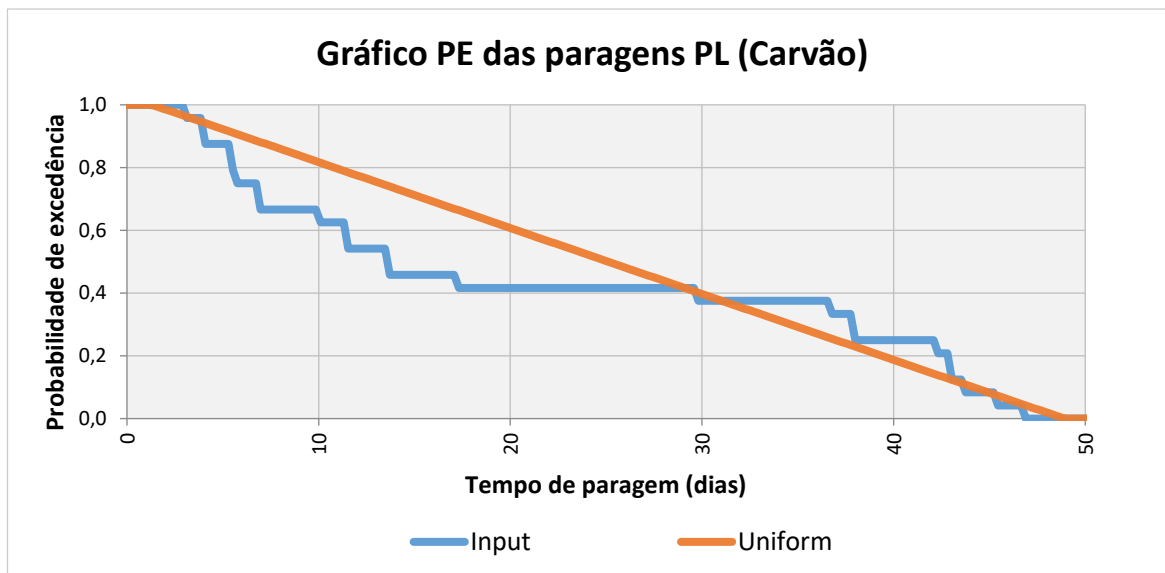


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição uniforme (PL)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	1,79
95%	3,69
90%	6,07
85%	8,45
80%	10,83
75%	13,21
70%	15,59
65%	17,97
60%	20,35
55%	22,73
50%	25,11
45%	27,49
40%	29,87
35%	32,25
30%	34,63
25%	37,01
20%	39,39
15%	41,77
10%	44,14
5%	46,52
1%	48,43

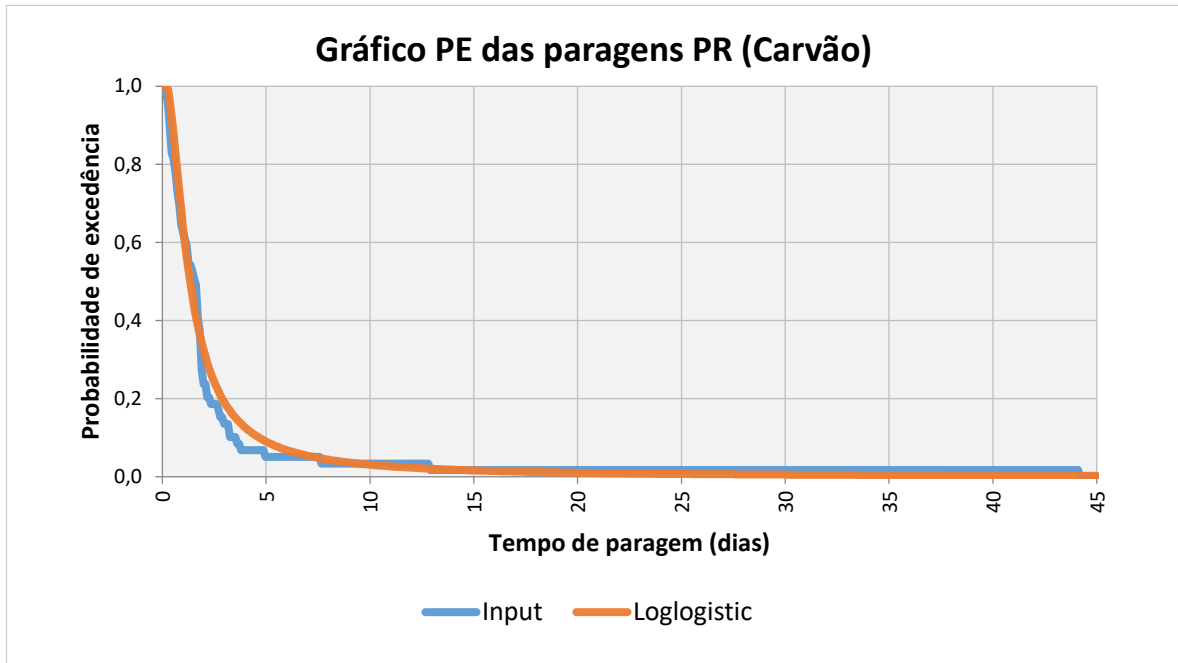


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição log-logística (PR)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,28
95%	0,40
90%	0,50
85%	0,60
80%	0,69
75%	0,79
70%	0,87
65%	0,98
60%	1,08
55%	1,20
50%	1,33
45%	1,48
40%	1,66
35%	1,86
30%	2,12
25%	2,45
20%	2,89
15%	3,54
10%	4,67
5%	7,34
1%	20,40

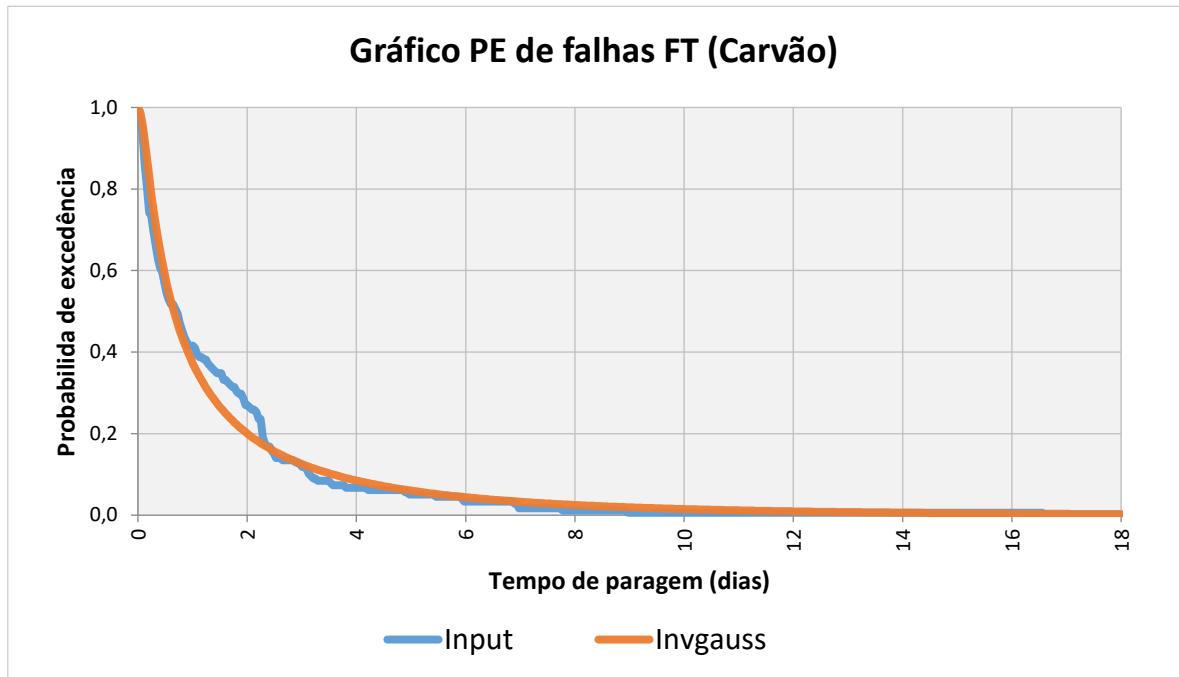


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição inversa gaussiana (FT)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,04
95%	0,09
90%	0,14
85%	0,19
80%	0,24
75%	0,29
70%	0,34
65%	0,41
60%	0,48
55%	0,56
50%	0,66
45%	0,77
40%	0,91
35%	1,09
30%	1,31
25%	1,60
20%	2,00
15%	2,59
10%	3,56
5%	5,58
1%	11,70

Centrais a ciclo combinado

Anos em estudo: (2006 – 2012)

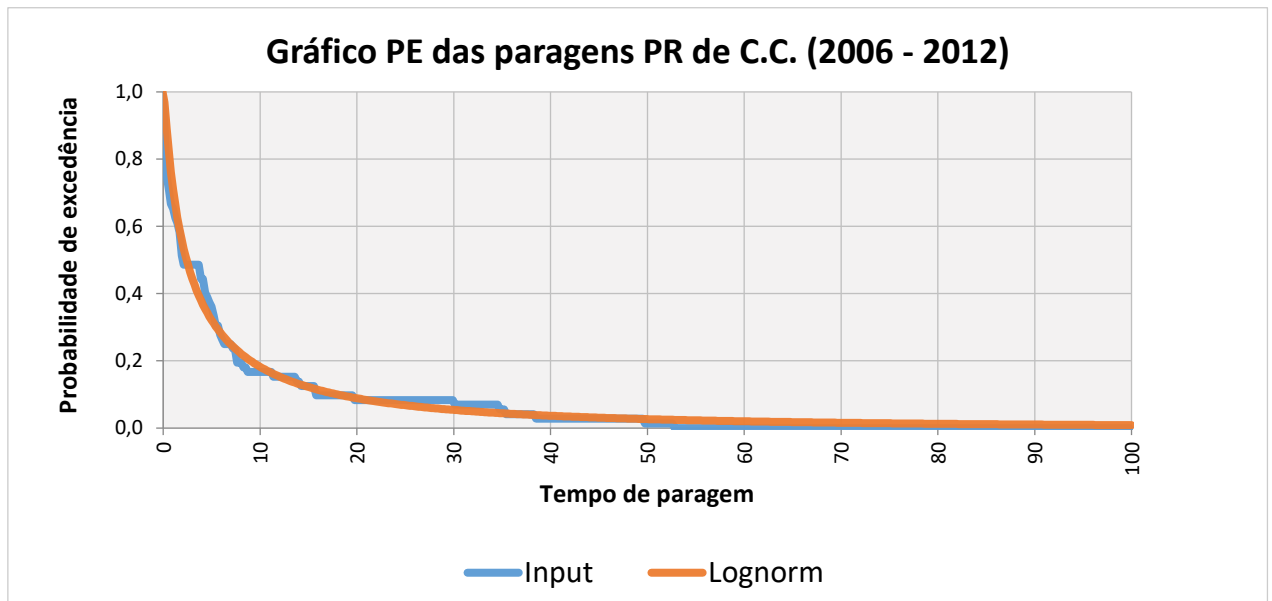


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição Log-normal (PR)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,07
95%	0,19
90%	0,33
85%	0,48
80%	0,65
75%	0,85
70%	1,07
65%	1,33
60%	1,63
55%	1,99
50%	2,42
45%	2,94
40%	3,59
35%	4,42
30%	5,49
25%	6,95
20%	9,03
15%	12,26
10%	18,01
5%	31,85
1%	92,84

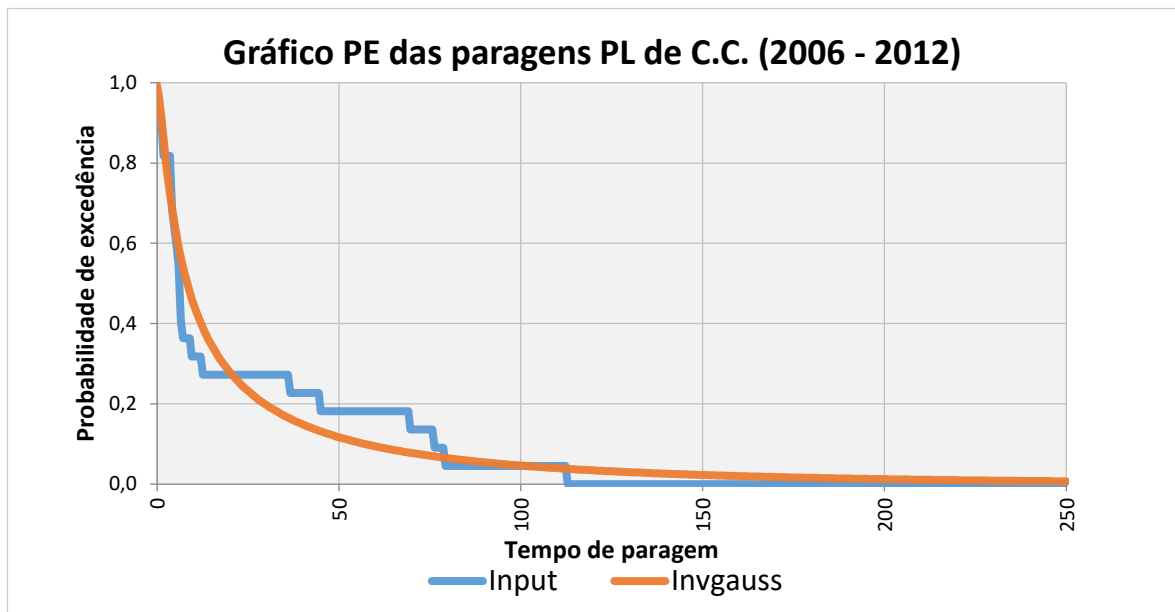


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição inversa gaussiana (PL)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,06
95%	0,70
90%	1,29
85%	1,86
80%	2,47
75%	3,13
70%	3,88
65%	4,73
60%	5,71
55%	6,88
50%	8,27
45%	9,96
40%	12,05
35%	14,71
30%	18,19
25%	22,88
20%	29,55
15%	39,72
10%	57,16
5%	95,33
1%	219,58

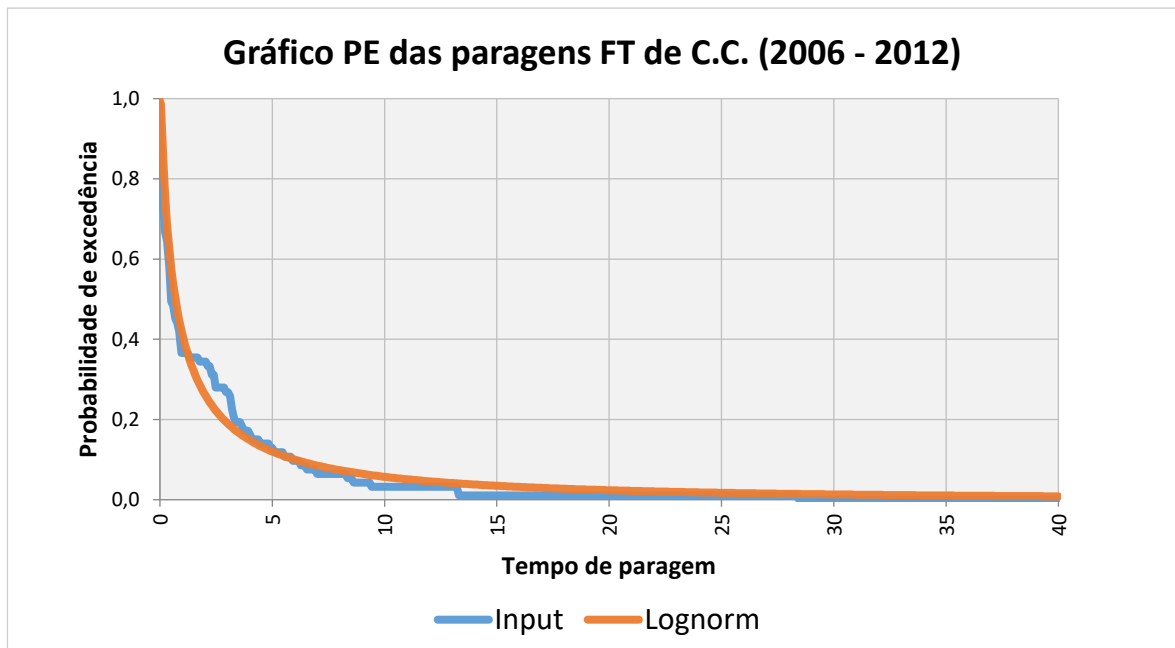


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição log-normal (FT)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,05
95%	0,07
90%	0,11
85%	0,15
80%	0,19
75%	0,24
70%	0,30
65%	0,37
60%	0,46
55%	0,57
50%	0,69
45%	0,85
40%	1,05
35%	1,31
30%	1,66
25%	2,14
20%	2,84
15%	3,95
10%	6,01
5%	11,20
1%	36,13

Anos em estudo: (2006 – 2017)

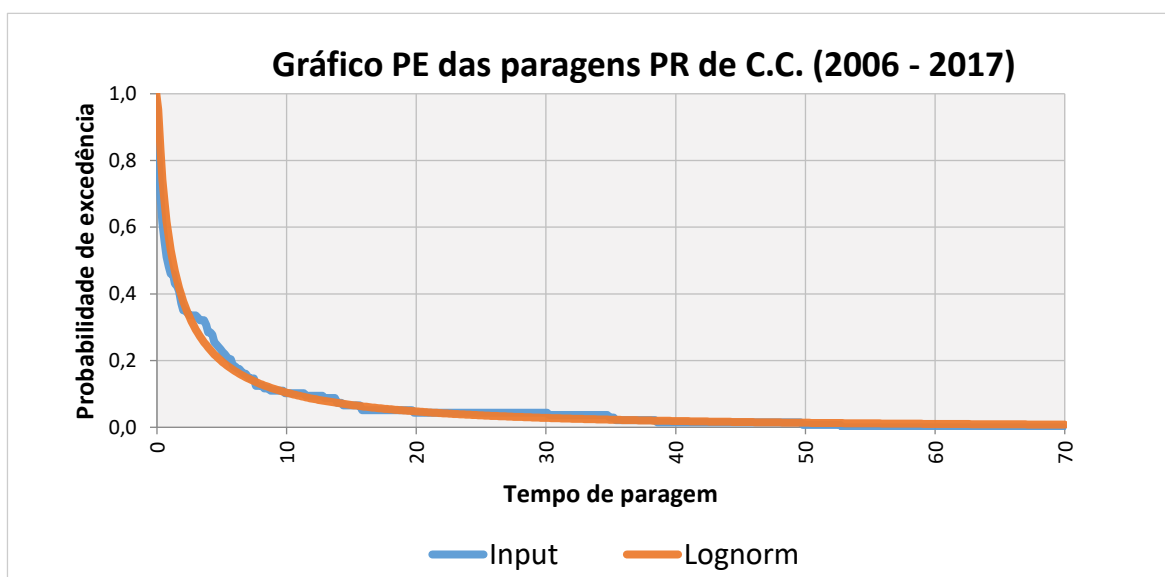


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição log-normal (PR)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,05
95%	0,10
90%	0,17
85%	0,23
80%	0,31
75%	0,41
70%	0,51
65%	0,64
60%	0,80
55%	0,98
50%	1,21
45%	1,49
40%	1,84
35%	2,29
30%	2,90
25%	3,73
20%	4,94
15%	6,86
10%	10,38
5%	19,19
1%	60,90

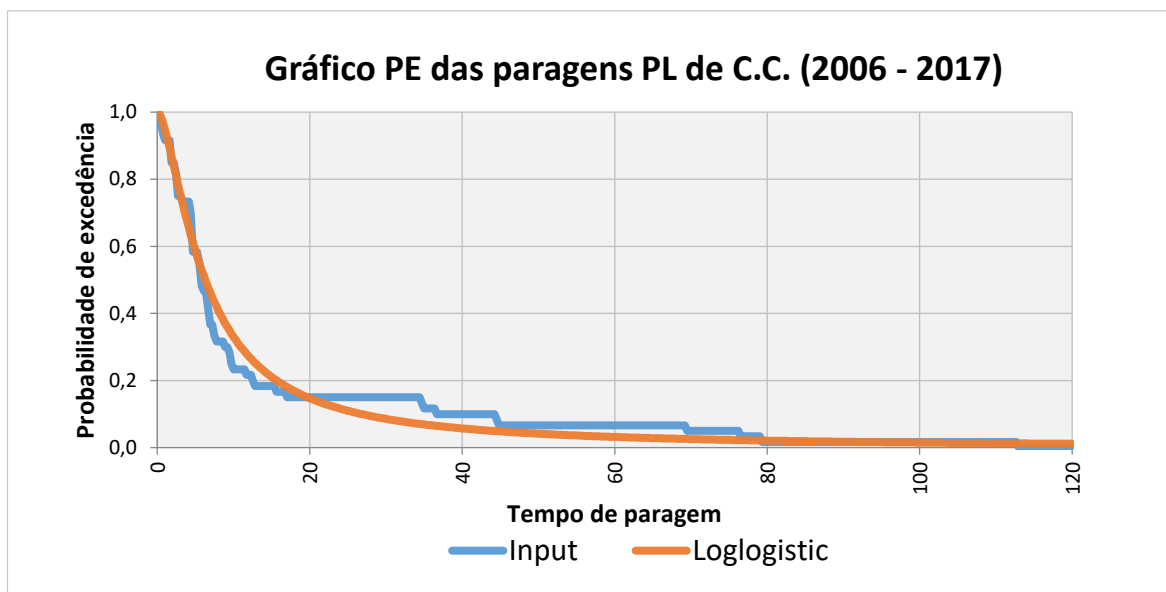


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição log-normal (PL)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,40
95%	0,98
90%	1,54
85%	2,06
80%	2,57
75%	3,09
70%	3,63
65%	4,21
60%	4,83
55%	5,52
50%	6,29
45%	7,18
40%	8,21
35%	9,44
30%	10,97
25%	12,95
20%	15,66
15%	19,71
10%	26,78
5%	43,95
1%	131,56

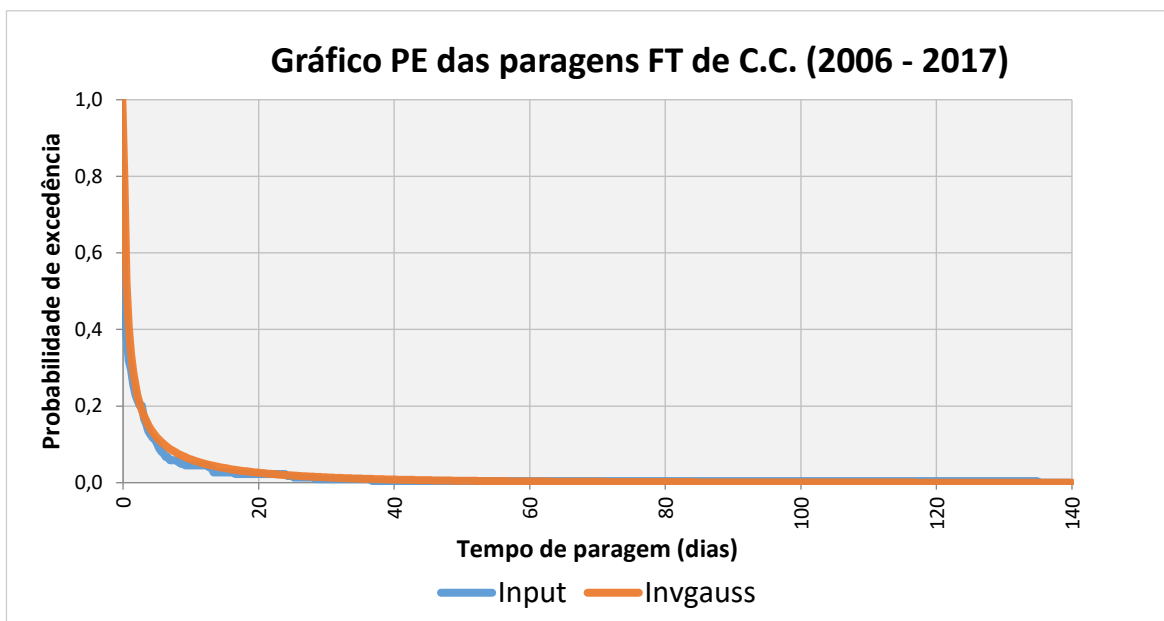


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição inversa gaussiana (FT)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,04
95%	0,08
90%	0,11
85%	0,14
80%	0,18
75%	0,22
70%	0,27
65%	0,32
60%	0,39
55%	0,47
50%	0,57
45%	0,70
40%	0,87
35%	1,10
30%	1,41
25%	1,86
20%	2,56
15%	3,74
10%	6,03
5%	11,94
1%	35,99

Centrais em albufeira

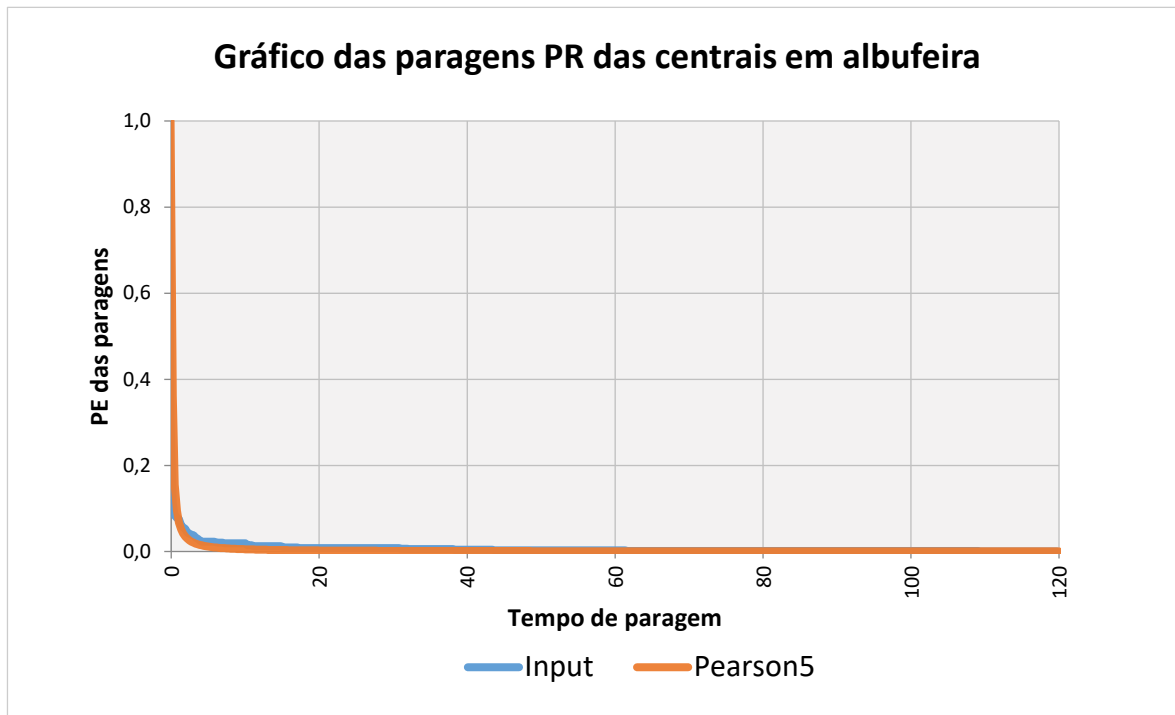


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição pearson (PR)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,02
95%	0,03
90%	0,04
85%	0,05
80%	0,06
75%	0,07
70%	0,08
65%	0,09
60%	0,10
55%	0,12
50%	0,13
45%	0,15
40%	0,18
35%	0,21
30%	0,25
25%	0,30
20%	0,37
15%	0,50
10%	0,73
5%	1,37
1%	5,64

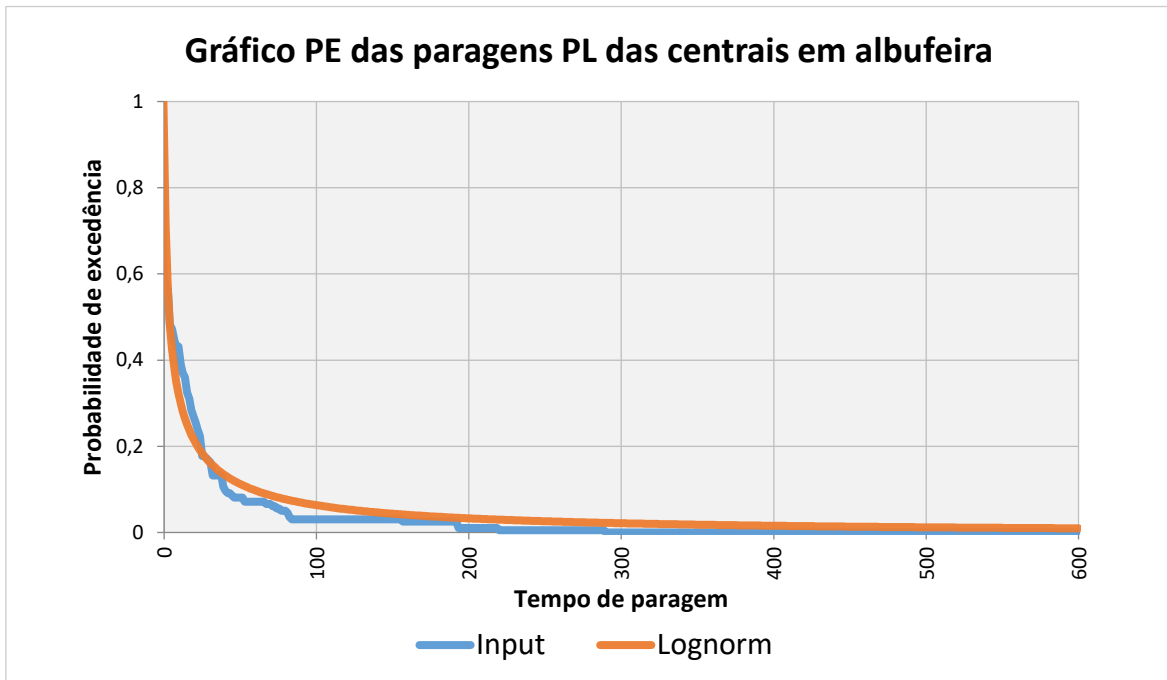


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição log-normal (PL)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,03
95%	0,10
90%	0,21
85%	0,35
80%	0,54
75%	0,77
70%	1,07
65%	1,45
60%	1,94
55%	2,57
50%	3,40
45%	4,48
40%	5,95
35%	7,96
30%	10,83
25%	15,10
20%	21,86
15%	33,66
10%	57,93
5%	129,56
1%	365,00

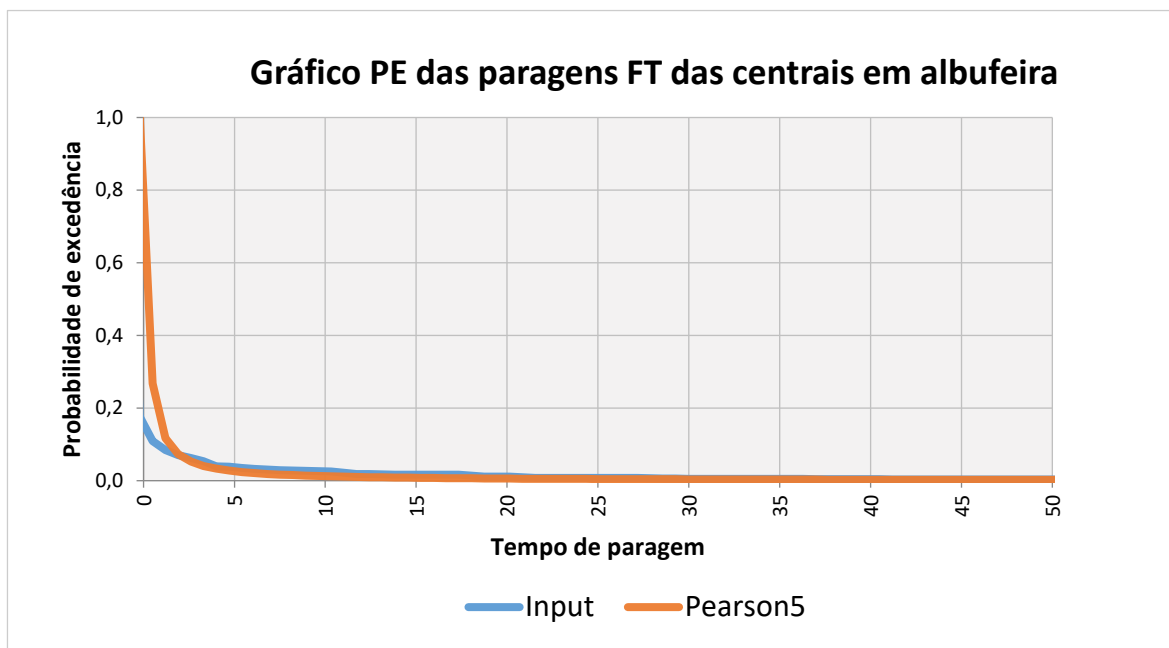


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição pearson (FT)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,02
95%	0,04
90%	0,06
85%	0,07
80%	0,09
75%	0,11
70%	0,13
65%	0,15
60%	0,17
55%	0,20
50%	0,23
45%	0,26
40%	0,31
35%	0,37
30%	0,44
25%	0,54
20%	0,69
15%	0,93
10%	1,40
5%	2,73
1%	12,09

Centrais a fio de água

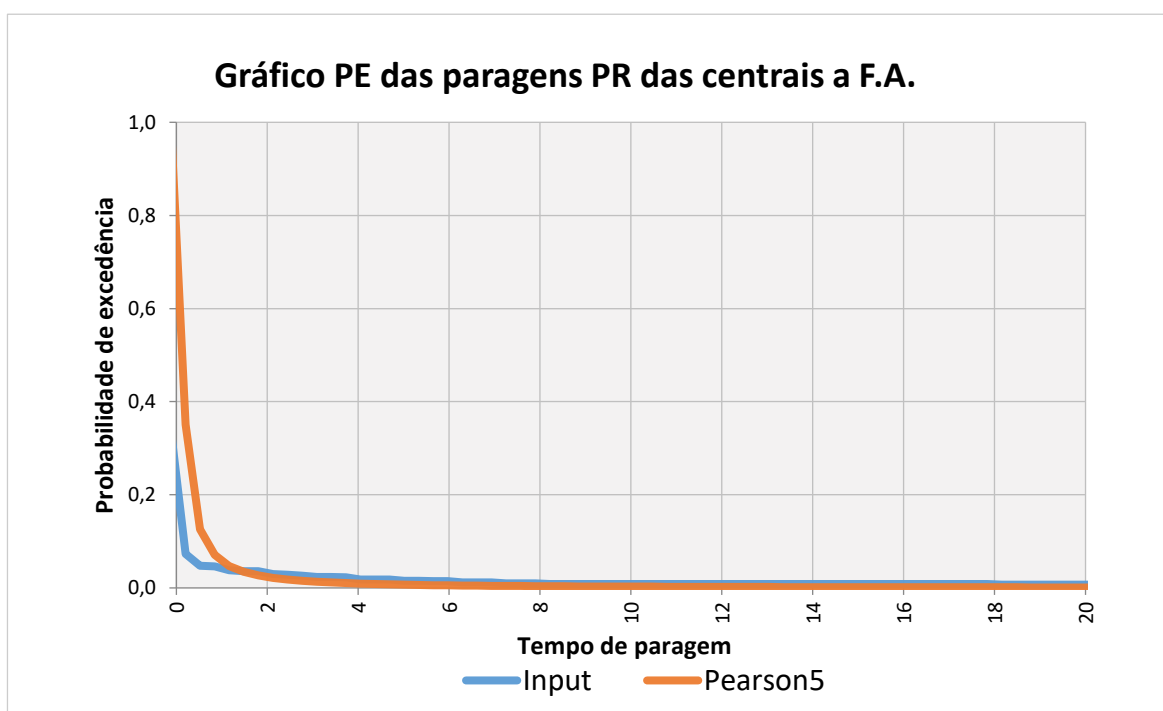


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição pearson (PR)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,02
95%	0,03
90%	0,04
85%	0,05
80%	0,06
75%	0,07
70%	0,08
65%	0,09
60%	0,10
55%	0,12
50%	0,13
45%	0,15
40%	0,17
35%	0,20
30%	0,24
25%	0,28
20%	0,35
15%	0,45
10%	0,63
5%	1,11
1%	3,82

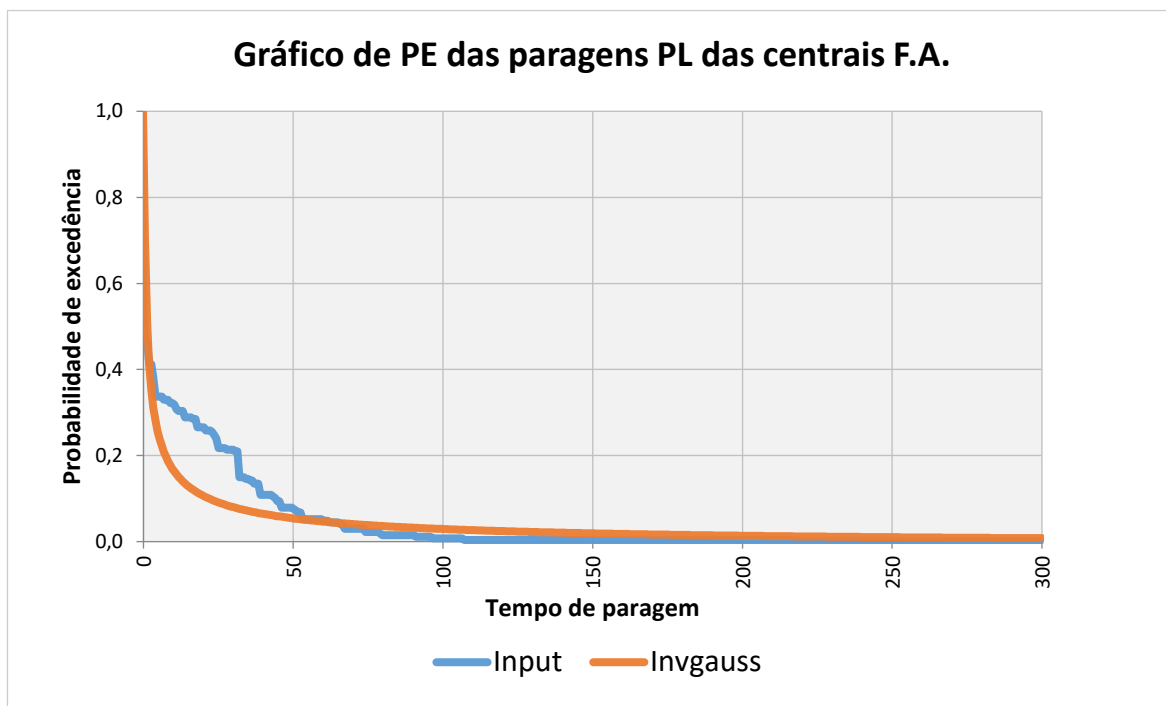


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição inversa gaussiana (PL)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,03
95%	0,10
90%	0,17
85%	0,24
80%	0,32
75%	0,41
70%	0,52
65%	0,64
60%	0,80
55%	1,00
50%	1,25
45%	1,57
40%	2,02
35%	2,64
30%	3,55
25%	4,96
20%	7,33
15%	11,79
10%	21,90
5%	55,09
1%	254,72

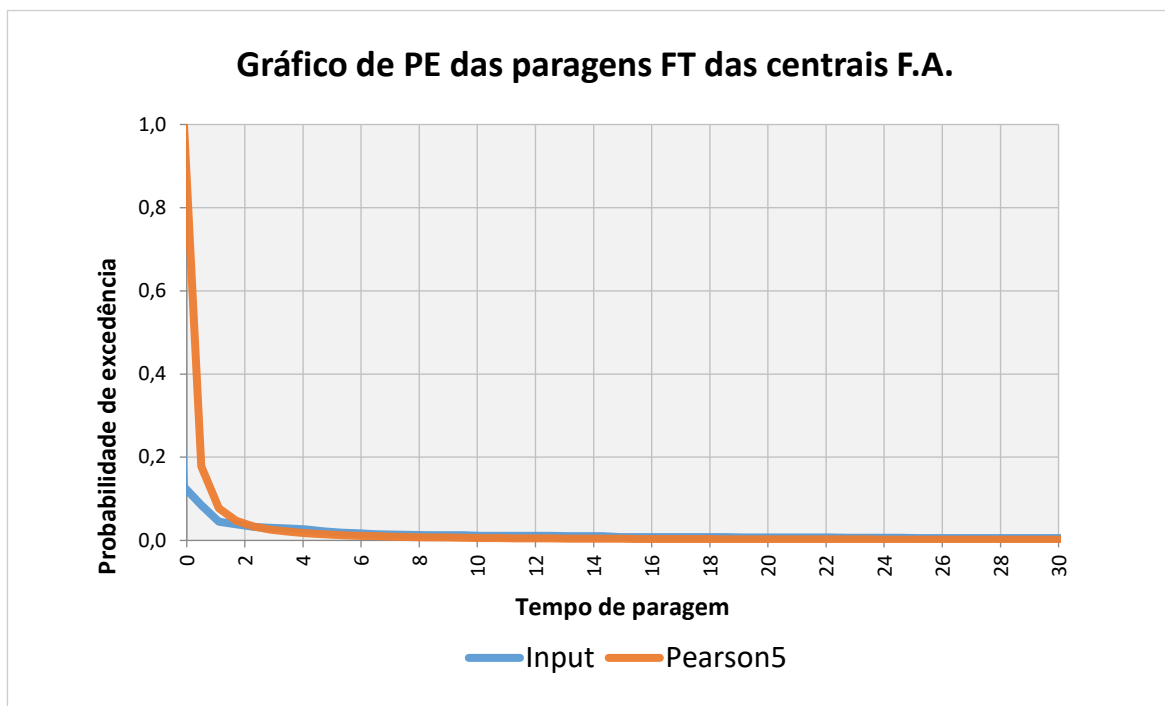


Tabela de Probabilidade de excedência da distribuição pearson (FT)

Probabilidade de excedência	Tempo de paragem (dias)
99%	0,01
95%	0,03
90%	0,04
85%	0,05
80%	0,06
75%	0,07
70%	0,09
65%	0,10
60%	0,12
55%	0,13
50%	0,15
45%	0,18
40%	0,21
35%	0,24
30%	0,29
25%	0,35
20%	0,44
15%	0,59
10%	0,87
5%	1,62
1%	6,53

ANEXO 4. Tabelas das probabilidades de excedência das paragens e respetivas disponibilidades das centrais

Carvão

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade das centrais
50%	2,12	15,36	2,55	94,5%
45%	1,55	17,96	2,84	93,9%
40%	1,83	21,21	3,17	92,8%
35%	2,18	25,38	3,56	91,5%
30%	2,62	30,94	4,05	89,7%
25%	3,20	38,71	4,67	87,2%
20%	4,01	50,36	5,52	83,6%
15%	5,19	69,77	6,77	77,6%
10%	7,13	108,53	8,92	65,9%
5%	11,15	224,63	14,04	31,6%

Ciclo combinado (2006-2017)

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade das centrais
50%	1,28	8,58	2,33	96,7%
45%	1,57	9,79	2,87	96,1%
40%	1,94	11,19	3,55	95,4%
35%	2,44	12,88	4,42	94,6%
30%	3,14	14,96	5,59	93,5%
25%	4,15	17,66	7,19	92,1%
20%	5,71	21,35	9,52	90,0%
15%	8,34	26,88	13,23	86,7%
10%	13,45	36,51	20,02	80,8%
5%	26,62	59,93	37,03	66,1%

Ciclo combinado (2006-2012)

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade das centrais
50%	1,29	9,58	4,24	95,9%
45%	1,58	11,53	5,17	95,0%
40%	1,96	13,95	6,31	93,9%
35%	2,44	17,03	7,76	92,5%
30%	3,08	21,06	9,65	90,7%
25%	3,97	34,22	12,20	86,2%
20%	5,27	45,99	15,86	81,6%
15%	7,35	66,19	21,53	74,0%
10%	11,17	110,38	31,62	58,0%
5%	20,83	254,25	55,93	9,3%

Albufeiras

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade da central
50%	0,52	4,82	0,46	97,9%
45%	0,60	6,35	0,52	97,4%
40%	0,71	8,43	0,60	96,7%
35%	0,84	11,28	0,70	95,6%
30%	1,01	15,35	0,84	94,1%
25%	1,24	21,40	1,01	91,8%
20%	1,58	30,98	1,27	87,7%
15%	2,13	47,71	1,69	79,8%
10%	3,20	82,10	2,47	60,5%

Fio de água

PE das paragens	Paragem anual em FT (dias)	Paragem anual em PL (dias)	Paragem anual em PR (dias)	Disponibilidade das centrais
50%	0,49	2,33	0,55	99,1%
45%	0,57	2,93	0,62	98,9%
40%	0,66	3,77	0,71	98,6%
35%	0,78	4,93	0,83	98,2%
30%	0,93	6,63	0,97	97,7%
25%	1,13	9,26	1,16	96,8%
20%	1,43	13,69	1,43	95,5%
15%	1,90	22,01	1,84	92,9%
10%	2,79	40,89	2,60	87,3%
5%	5,22	102,86	4,56	69,1%