

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Caracterização da Variabilidade da Produção
Renovável e da Flexibilidade da Produção
Convencional**

Fábio Manuel Matos Moreira

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Manuel António Cerqueira da Costa Matos (Professor Doutor)

30 de Julho de 2014

A Dissertação intitulada

***“Caraterização da Variabilidade da Produção Renovável e da Flexibilidade
da Produção Convencional”***

foi aprovada em provas realizadas em 14-07-2014

o júri



Presidente Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra



Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Fábio Manuel Matos Moreira

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Devido à integração de fontes de energias renováveis nos sistemas elétricos, foi introduzida variabilidade no lado da geração, pelo que os sistemas tiveram de se adaptar de forma a conseguirem dar resposta não só à variabilidade da carga, mas também à variabilidade inerente a este tipo de fontes de energia.

Com esta variabilidade acrescida, é importante perceber se o sistema tem recursos do lado da geração que consigam dar resposta às novas exigências de flexibilidade.

Neste trabalho é definida a variabilidade de um sistema elétrico e são apresentados alguns métodos para a sua análise. A caracterização da variabilidade constitui, a par das previsões, uma prática importante na integração de energias renováveis.

Também é definida a flexibilidade de um sistema e os parâmetros que a caracterizam e são apresentados alguns métodos para sua determinação. A partir desta análise é possível determinar a capacidade sistema para lidar com a variabilidade e determinar o grau de penetração de renováveis que o sistema consegue suportar, mantendo a sua operação fiável e segura.

Portugal é um país com elevado nível de penetração de renováveis. Neste trabalho foram aplicados alguns métodos de análise da variabilidade e determinação da flexibilidade ao sistema elétrico português, de forma a ser possível comparar as exigências de flexibilidade impostas pelas renováveis e pela carga com os recursos de flexibilidade do sistema.

Palavras-chave: Energias renováveis, Análise de variabilidade, Avaliação da flexibilidade, Reserva, *Ramp rate*, Produção eólica.

Abstract

The integration of renewable energy sources in the electric systems, has introduced variability into the generation side and therefore the systems had to adapt their operation in a way they could provide an adequate response not only to the load variability, but also to the inherent variability of this energy sources.

With this increased variability, it is important to assess if the system has sufficient flexibility resources on the generation side so it can respond to these new requirements of flexibility.

This dissertation defines the variability associated with an electric system, and there are presented some methods for its analysis. Alongside the forecasts, the variability portrayal is an important study in the renewable energy integration context.

It is also defined the system flexibility and its defining parameters, as well as presenting some methods for its evaluation. This study assesses the ability of the system to handle the variability and to set the penetration level of renewable sources that the system can withstand without compromising its secure and reliable operation.

Portugal is a country with a great penetration level of renewable sources. This work applies some methods to analyze the Portuguese system's variability and to assess its flexibility, so that it becomes possible to compare the flexibility requirements imposed by the load with the flexibility that the system resources can deliver.

Keywords: Renewable energy, Variability analysis, Flexibility assessment, Reserve, Ramp rate, Wind Power.

Agradecimentos

Dado o seu grau de exigência, esta fase que agora se aproxima do fim foi desafiante. Contudo, este foi percorrido de um modo positivo, que me trará boas recordações, devido à presença de várias pessoas importantes no seu decorrer, pelo que me sinto feliz de ter tido oportunidade de as ter do meu lado.

Antes de mais queria deixar um grande agradecimento aos meus pais por me terem permitido ter esta oportunidade de me formar e me facultarem todas as condições para tal, assim como todo o apoio dado, e ao resto da família pela confiança que têm em mim.

Um agradecimento especial para a Cláudia, por fazer com que eu queira ser cada vez melhor, motivando-me assim a esforçar-me e a encarar as dificuldades, para além de todo o amor e carinho dados.

Aos meus amigos, sem vocês esta demanda não teria piada, e sem o espírito de entreaajuda que sempre existiu, este percurso seria bem mais complicado.

Gostaria também de deixar um grande agradecimento ao meu orientado, o Professor Doutor Manuel Matos, por toda a disponibilidade demonstrada e ajuda prestada no decorrer da dissertação, para além de o ter feito sempre de uma forma simpática e alegre.

“You can’t control the wind, but you can adjust your sails”

Yiddish proverb

x

x

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	xi
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xviii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento e Motivação.....	1
1.2 - Estrutura do Documento.....	4
Capítulo 2	5
Variabilidade.....	5
2.1 - Caracterização da Variabilidade	5
2.2 - Fatores Causadores de Variabilidade.....	6
2.3 - Escalas Temporais de Variabilidade	7
2.4 - Modos de Reduzir a Variabilidade.....	8
2.5 - Previsões	9
2.6 - Métodos de Análise de Variabilidade	10
2.6.1 - Step-changes	11
2.6.2 - Conditional Range Metric	12
Capítulo 3	17
Flexibilidade	17
3.1 - Caracterização da Flexibilidade.....	17
3.1.1 - Reserva.....	19
3.2 - Causas da Necessidade de Flexibilidade	21
3.2.1 - Integração de Geração Renovável.....	21
3.3 - Recursos de Flexibilidade	23
3.3.1 - Geração Convencional	23
3.3.2 - Recursos do Lado da Carga	24
3.3.3 - Importações e Rede de Transmissão	25
3.3.4 - Dispositivos de Armazenamento	25
3.4 - Planeamento de Flexibilidade	31
3.4.1 - Adequação de Capacidade.....	31
3.4.2 - Estudos de Integração	33
3.5 - Avaliação da Flexibilidade	34
3.5.1 - Métodos de Avaliação da Flexibilidade	35
3.5.2 - Método de Avaliação da Flexibilidade Através do IRRE.....	38
3.5.3 - Metodologia Desenvolvida Para Estimação da Flexibilidade Máxima.....	43
Capítulo 4	49

Resultados	49
4.1 - Step-changes	49
4.2 - Conditional Range Metric.....	52
4.3 - Determinação da Flexibilidade em Certos Despachos Reais	60
4.4 - Metodologia Desenvolvida para Estimação da Flexibilidade Máxima	68
4.5 - Comparação de Resultados	79
Capítulo 5	81
Conclusões	81
5.1 - Conclusões Finais	81
5.2 - Desenvolvimentos Futuros	83
Referências	84

Lista de figuras

Figura 2.1 - Redução da potência eólica em Portugal devido a condições extremas de velocidade de vento originadas pelo ciclone Klaus em janeiro de 2009 [2]	7
Figura 2.2 - Gráfico que caracteriza a gama variabilidade da produção eólica em dois intervalos de tempo distintos, com diferentes magnitudes [7]	13
Figura 2.3 - Para cada tempo inicial i , o intervalo de tempo k e a produção eólica média l_j os extremos M_{lowi, k, l_j} e M_{upi, k, l_j} definem unicamente a gama condicional M_{i, k, l_j} e o <i>output</i> de produção eólica encontra-se no intervalo $[M_{lowi, k, l_j}, M_{upi, k, l_j}]$ com probabilidade $p = 1$ [7]	13
Figura 3.1 - Desenvolvimento de cenários no planeamento de geração [1]	32
Figura 3.2 - Algoritmo de Cálculo do IRRE [1]	39
Figura 4.1 - Evolução dos valores de energia de origem eólica e da carga no decorrer do período em análise	49
Figura 4.2 - Evolução dos valores de energia de origem eólica, da carga e da carga líquida no decorrer do período em análise	50
Figura 4.3 - Valores de 3 desvios padrão das 3 séries em análise, considerando intervalos de 15, 30, 45 e 60 minutos	52
Figura 4.4 - Coeficiente $a_{i, k}$ relativamente ao valor médio x_{nK_i} do intervalo K_i , considerando intervalos de 60min.....	53
Figura 4.5 - Coeficiente $b_{i, k}$ relativamente ao valor médio x_{nK_i} do intervalo K_i , considerando intervalos de 60min.....	53
Figura 4.6 - Valores médios de produção x_n dentro dos intervalos não sobrepostos K_i , com $k=4$ (60min) e dos desvios máximos ascendente (a) e descendente (b) no decorrer do mês de março de 2012. Nota: os desvios são apresentados relativamente ao 2º eixo....	54
Figura 4.7 - Produção média horária no decorrer do dia 29 de março de 2012, considerando intervalos K_i , com $k=4$ (60min).....	55
Figura 4.8 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando $k=4$ (60min). Nota: Os limites, superior e inferior, do intervalo da gama condicional são apresentados relativamente ao primeiro eixo enquanto a amplitude do intervalo é apresentada relativamente ao 2º eixo	58
Figura 4.9 - Evolução do número de unidades despachadas com o aumento do valor de carga.....	70
Figura 4.10 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor de carga	71
Figura 4.11 - Evolução do número de unidades despachadas com a variação do valor do coeficiente α	72

Figura 4.12 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com a variação do valor do coeficiente α	73
Figura 4.13 - Evolução do número de unidades escaladas e da flexibilidade com o aumento do valor do custo por unidade escalada M . Nota: as séries de flexibilidade são apresentadas relativamente ao primeiro eixo enquanto o número de unidades escaladas é apresentado relativamente ao segundo eixo.....	74
Figura 4.14 - Evolução do custo C número de unidades escaladas com o aumento do valor do custo por unidade escalada M . Nota: C é apresentado relativamente ao primeiro eixo enquanto o número de unidades escaladas é apresentado relativamente ao segundo eixo	75
Figura 4.15 - Evolução do número de unidades despachadas com o aumento do valor da carga, para diferentes valores α	77
Figura 4.16 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor da carga, considerando $\alpha = 0,5$	78
Figura 4.17 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor da carga, considerando $\alpha = 2/3$	79

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Propriedades de avaliação dos geradores na perspectiva da flexibilidade [23].....	18
Tabela 4.1 - Resultados da aplicação do <i>step-changes</i> considerando $k=1$ (15min).....	51
Tabela 4.2 - Resultados da aplicação do <i>step-changes</i> considerando $k=2$ (30min).....	51
Tabela 4.3 - Resultados da aplicação do <i>step-changes</i> considerando $k=3$ (45min).....	51
Tabela 4.4 - Resultados da aplicação do <i>step-changes</i> considerando $k=4$ (60min).....	51
Tabela 4.5 - <i>Divisão de quantis, considerando $q = 10$</i>	56
Tabela 4.6 - Matriz $V(i,j)$	56
Tabela 4.7 - Resultados de τ_{pr}	57
Tabela 4.8 - Resultados do valor da gama condicional e do intervalo variação para $I_j = 50\%$ da potência eólica instalada.....	57
Tabela 4.9 - Valores médios da amplitude de variações e do intervalo de oscilação	58
Tabela 4.10 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando $k=4$ (60min)	58
Tabela 4.11 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando $k=3$ (45min)	59
Tabela 4.12 - Resultados da variabilidade da carga líquida para valores médios I_j de 50% do máximo valor verificado nos dados de teste, obtidos através do CRM, considerando $k=4$ (60min)	59
Tabela 4.13 - <i>Ramp rates</i> típicos de centrais, por tecnologia [50]	60
Tabela 4.14 - Valores de referência de <i>ramp rates</i> de centrais utilizados pela REN	60
Tabela 4.15 - Valores de referência de <i>ramp rates</i> utilizados, por tecnologia	61
Tabela 4.16 - Unidades de programação do sistema elétrico português.....	61
Tabela 4.17 - Dados das unidades de programação utilizadas na determinação da flexibilidade do sistema.....	62
Tabela 4.18 - Flexibilidade que cada unidade de geração poderia oferecer antes de serem aplicadas restrições.....	65
Tabela 4.19 - Flexibilidade oferecida ao sistema por cada área de balanço às 2h do dia 22 de setembro de 2011	66
Tabela 4.20 - Flexibilidade oferecida ao sistema por cada área de balanço às 8h do dia 15 de janeiro de 2011	67

Tabela 4.21 - Resultados descriminados da aplicação do método de determinação da flexibilidade máxima que pode ser conseguida para 10% do valor máximo registado nos dados de teste, pelo sistema elétrico português	69
Tabela 4.22 - Resultados da aplicação do método com $\alpha = 0,5$ e $\Delta t = 60 \text{ min}$, sem consideração de custos, para 10 níveis de carga diferentes. Nota: $PL_{MAX} = 9191,8 \text{ MW}$	70
Tabela 4.23 - Valores de carga utilizados para teste	72
Tabela 4.24 - Resultados da aplicação do método a vários valores de α , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, sem consideração de custos, e com $PL = 4595,9 \text{ MW}$	72
Tabela 4.25 - Resultados da aplicação do método a vários valores de M , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, $\alpha = 0,5$ e com $PL = 4595,9 \text{ MW}$	74
Tabela 4.26 - Resultados da aplicação do método a vários valores de PL , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, $\alpha = 0,5$ e com $M = 20$	76
Tabela 4.27 - Resultados da aplicação do método a vários valores de PL , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, $\alpha = 2/3$ e com $M = 20$	77
Tabela 4.28 - Compilação de Resultados	80

Abreviaturas e Símbolos

CRM	<i>Conditional Range Metric</i>
DE	Despacho Económico
EU	Escalonamento de Unidades
IRRE	<i>Insufficient Ramping Resource Expectation</i>
LOLE	<i>Loss of load expectation</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
MW	Unidade de Potência ativa
σ	Desvio Padrão

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

O trabalho realizado contempla várias abordagens de análise e avaliação da variabilidade inerente à geração renovável, com foco na produção eólica, e da flexibilidade do sistema, destacando métodos de quantificação da flexibilidade oferecida pela geração convencional. O objetivo final é a comparação de ambas, com o propósito de determinar se a flexibilidade do sistema elétrico em estudo é suficiente para responder à variabilidade imposta pela geração renovável e pela carga. O caso de estudo é baseado no caso português.

Para os testes realizados foram utilizados dados de várias fontes, tentando-se prioritariamente obter e usar dados do sistema elétrico português. Os dados utilizados para cada conjunto de testes são indicados no respetivo subcapítulo, no capítulo de resultados.

Neste capítulo é feita uma abordagem preliminar do problema, sendo apresentado o contexto deste e motivação para o seu estudo, definindo os objetivos desta dissertação. É ainda apresentada neste capítulo uma pequena descrição da estrutura da dissertação e do trabalho realizado.

1.1 - Enquadramento e Motivação

A sociedade moderna está dependente de energia elétrica em praticamente toda a sua atividade, sendo esta de extremo relevo em múltiplas dimensões, desde a qualidade de vida, a fatores políticos, económicos, ambientais, entre outros.

Um sistema elétrico de energia é, num nível básico, composto por centrais de geração, linhas de transmissão, cargas e transformadores. A exploração de um sistema elétrico tem como derradeiro objetivo a alimentação das cargas, com energia dentro dos padrões de qualidade (tensão e frequência dentro dos limites impostos). Essa energia deverá ser produzida

nas suas unidades geradoras, e levada até às cargas através da rede de transporte, a custos mínimos e com um elevado grau de segurança e fiabilidade.

O desenvolvimento e integração de geração renovável tem sido uma tendência marcante nos sistemas elétricos a nível global nas últimas décadas. Globalmente, a quantidade de geração eólica instalada aumentou 1100% nos últimos 10 anos e a geração solar apresentou um aumento de 2700% nesse período [3]. O investimento neste tipo de geração é motivado por benefícios ambientais e económicos a médio e longo prazo.

Nas últimas décadas tem sido atribuída bastante atenção à influência provocada pela atividade humana no planeta e à pegada ecológica derivada desta. Estas preocupações deram origem a legislação destinada a controlar e limitar as emissões de substâncias prejudiciais para atmosfera terrestre. O protocolo de Quioto, discutido e negociado em Quioto no Japão em 1997 e que entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005, consiste num tratado internacional que inclui compromissos rígidos para a redução da emissão dos gases que agravam o efeito estufa, considerados, de acordo com a maioria das investigações científicas, como causa antropogénica do aquecimento global. Para além deste, os Objetivos 20-20-20 foram estabelecidos, no Conselho Europeu de Março de 2007, para a política climática e energética da União Europeia (UE). Estes objetivos consistem na redução de emissões de Gases com Efeito de Estufa em 20%, na integração de 20% de utilização de energias renováveis relativamente ao consumo total de energia da UE e na poupança de 20% do consumo de energia previsto para 2020 (este objetivo não é vinculativo) [4].

A nível económico, as fontes de geração de energia renovável apresentam a grande vantagem de o recurso endógeno à produção de energia não ter custo. Para além disso, em períodos de elevada produção de fontes renováveis, pode ser possível evitar que sejam despachadas centrais de elevado custo. Contudo, as fontes de energias renováveis possuem custos de instalação tipicamente elevados. Mas, devido à crescente dificuldade de extrair as restantes reservas finitas de combustíveis fósseis, este processo torna-se cada vez mais dispendioso e, como tal, no futuro, o obstáculo com que as renováveis se deparam ao terem que alcançar preços que consigam competir com os da energia gerada de forma convencional, tornar-se-á cada vez menos relevante.

No contexto político a integração de geração renovável contribui para a diminuição das importações e da dependência de combustíveis fósseis, que no caso português representa dependência de outros países nesta matéria, uma vez que Portugal não dispõe de poços de petróleo, minas de carvão ou reservas de gás [5]. Para além disso, como é sabido, as reservas de combustíveis fósseis são limitadas.

Portugal possui condições privilegiadas para o aproveitamento de fontes renováveis para a produção de energia. A rede hidrográfica é relativamente densa, a exposição solar média anual é elevada e para além disso dispõe de uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos

atlânticos, sendo assim possível aproveitar o potencial energético da água, do sol, do vento e das ondas.

As energias renováveis podem também contribuir positivamente para a fiabilidade do sistema, visto que a produção fica mais distribuída e o impacto da falha de uma unidade produtora será menor do que a de grandes centrais térmicas em casos de produção centralizada. Para além disso, uma vez que está espalhada geograficamente, no caso de painéis solares para consumo próprio e certas unidades de microgeração, a energia é passível de ser gerada a uma menor distância dos locais de consumo, diminuindo assim as perdas no transporte.

Por outro lado, visto este tipo de geração depender de recursos de natureza estocástica, a geração renovável é tipicamente variável e não controlável à exceção do caso das hídricas. Nestas, desde que haja capacidade armazenada, é possível colocar a central a produzir e regular a geração em ambos os sentidos, enquanto no noutros casos, como as eólicas por exemplo, só é possível limitar a produção ascendente, não sendo possível incrementar a geração destas em caso de necessidade, exceto em situações em que é praticado *deloading*. No caso de centrais hidroelétricas com bombagem, também é possível aumentar a quantidade de energia armazenada, situação tratada com maior detalhe na 3.3.4.1.

A utilização de produção dispersa ao nível da distribuição do sistema elétrico é uma prática em ascensão na rede elétrica presente, e continuará no futuro. A utilização de tecnologias de energias renováveis como fontes de energia distribuídas, devido à sua adequação a aplicações remotas, à sua eficiência de custo e ao impacto ambiental causou a necessidade de evolução das ferramentas de análise do sistema elétrico para incluírem modelos compatíveis com estas tecnologias, que considerem a variabilidade intrínseca a esse tipo de fontes [6].

A geração renovável, à exceção da energia hídrica, é então de difícil previsão no decorrer de diferentes escalas de operação dos sistemas de energia. Essa variabilidade é alvo de estudo no planeamento de integração de geração renovável, nomeadamente nos efeitos que provoca a nível da fiabilidade do sistema, operações, serviços auxiliares e custos [7].

Apesar da qualidade das previsões de produção renovável ser importante, a análise da variabilidade tem uma importância crítica uma vez que subestimar a variabilidade de geração renovável pode causar efeitos adversos na fiabilidade e economia do sistema e tendo também em conta que esta estará presente mesmo em previsões perfeitas. A quantificação da variabilidade da produção renovável pode também ser usada para determinar os requisitos e características da produção despachável, assim como das unidades de armazenamento, para que sejam capazes de acomodar as flutuações da produção renovável no decorrer de diferentes escalas temporais, sendo também essencial para os operadores de energia, uma vez que esta variabilidade tem uma importância significativa nos requisitos de reserva operacional do sistema.

Com a variabilidade imposta aos sistemas elétricos pela integração de energias renováveis, torna-se também necessário avaliar a flexibilidade disponível por estes de modo a averiguar a

capacidade de determinado sistema utilizar os seus recursos para lidar com níveis de variabilidade crescentes. Pode ser necessário, dependendo do grau de penetração de geração variável, alterar o modo de operação do sistema e até aumentar a quantidade de recursos flexíveis. Podem ser considerados recursos flexíveis as centrais convencionais que apresentem boa capacidade de variar a sua produção rapidamente, dispositivos de armazenamento, recursos do lado da carga e interligações com outros sistemas.

1.2 - Estrutura do Documento

O presente documento encontra-se dividido em 5 capítulos, sendo a sua estrutura apresentada, de forma sucinta, nos parágrafos seguintes.

No capítulo 1 pretende-se enquadrar o leitor no tema e apresentar a motivação para a investigação realizada.

No capítulo 2 é detalhado o conceito de variabilidade no contexto da produção de eletricidade, passando pelos parâmetros que a caracterizam, pelas causas da sua origem, formas de a controlar, sendo também explicada a importância das previsões. São também referidos alguns métodos de analisar a variabilidade, destacando alguns que foram aplicados ao caso de estudo. Este conceito foi explorado com foco na geração proveniente de fontes de energias renováveis.

No capítulo 3 é apresentado o conceito de flexibilidade de um sistema elétrico de energia. Neste capítulo são apresentados os parâmetros que a caracterizam, os fatores que causam dependência da mesma, os recursos que podem ser usados para fornecer flexibilidade ao sistema e a sua influência no planeamento do sistema. Adicionalmente são apresentados alguns métodos para definir a capacidade de flexibilidade de um determinado sistema, onde são explicados os métodos desenvolvidos e aplicados ao caso de estudo.

O capítulo 4 corresponde aos resultados obtidos nos testes realizados, através da aplicação de alguns métodos apresentados nos capítulos anteriores, tanto para caracterização da variabilidade da produção de eletricidade e da carga, como para determinação da flexibilidade do sistema em estudo.

O quinto e último capítulo refere as conclusões obtidas no trabalho desenvolvido e enuncia perspetivas de desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Variabilidade

2.1 - Caracterização da Variabilidade

A variabilidade das energias renováveis é globalmente reconhecida como um desafio para a integração de elevados níveis de geração renovável em sistemas elétricos. Contudo, de forma a se explorar as suas implicações, deve-se primariamente entender a variabilidade em si. Isto é ainda mais importante para sistemas elétricos nacionais com elevados níveis de penetração de renováveis planeados e que tenham interligações limitadas, como o caso de Portugal e Reino Unido.

A variabilidade não é uma propriedade distinta com um único parâmetro mensurável. No contexto da variabilidade conseguem-se identificar e avaliar separadamente várias características como a distribuição estatística, persistência, frequência ou correlação [8].

A persistência da variabilidade é o foco dos estudos de equilíbrio do sistema e corresponde à existência de dependência estatística entre valores sucessivos da mesma variável, ou entre ocorrências sucessivas de determinado evento. Trata-se, por exemplo, de examinar a diferença de valor de produção nas horas seguintes, expressa como uma percentagem da capacidade instalada de renováveis [9]. Esta característica pode também ser obtida a partir do cálculo da autocorrelação, como no estudo realizado por Shedd et al. [10], em que foi examinada a correlação entre a produção de agregados de unidades de produção fotovoltaicas, em intervalos de 1 segundo a 5 minutos.

A maioria dos métodos na literatura apenas considera a presença de energia eólica no sistema. Isto reflete o estado maduro da indústria eólica, mas traz o perigo de a variabilidade do vento ser tratada como uma propriedade genérica que representa todas as renováveis [8]. Ainda assim, a generalização a outras fontes de energia renováveis (como solar) é, geralmente, possível se as previsões de energia solar estiverem disponíveis [2]. No contexto da variabilidade, o foco desta dissertação foi também direcionado para a energia eólica.

2.2 - Fatores Causadores de Variabilidade

As fontes renováveis têm um grau de variabilidade associado devido ao facto de o recurso endógeno à produção ser tipicamente de natureza estocástica. Como tal, o controlo dos níveis de produção das fontes renováveis é limitado e dependente da variação presente na incidência do recurso que alimenta este tipo de fontes para que seja possível a geração de eletricidade através da conversão desse recurso.

No caso das fontes de geração a partir da energia solar, o fator predominante é o nível de incidência da radiação solar na superfície da Terra. Este pode ser influenciado por fatores como a hora solar, a passagem de nuvens, a humidade, entre outros.

O recurso hídrico apresenta-se o mais controlável estando, no caso de centrais hidroelétricas, a produção basicamente limitada apenas pela capacidade armazenada de água, determinada tipicamente pelas afluências de rios e precipitação e por despachos anteriores. Havendo capacidade armazenada, este tipo de centrais pode ser colocado a produzir e regular a sua produção em ambos os sentidos. Em centrais hidroelétricas com bombagem é ainda possível colocar determinada central, ou parte dela, a consumir energia que será aproveitada para bombear água para montante da barragem, onde será armazenada e poderá ser utilizada para produzir eletricidade em alturas em que seja mais útil.

A produção eólica está dependente de agentes atmosféricos, mais particularmente do vento, tanto a nível de intensidade como de direção. Neste tipo de geração, um tipo particular de rampas ocorre em situações com elevada velocidade de vento. As turbinas eólicas têm um limite de velocidade (geralmente cerca de 25 m/s) e acima desse valor as turbinas começam a falhar. Neste caso, o operador de sistema tem de lidar com uma rápida queda imprevista de forma a tomar medidas preventivas. A figura 2.1 exibe uma redução de potência de cerca de 600 MW em 1400 MW verificada pelo operador de sistema de Portugal, originada pelo ciclone Klaus a 23 de janeiro de 2009. O sistema de previsão não previu este evento extremo, e o incidente foi gerido com unidades hídricas de arranque rápido e importação de energia de Espanha [2]. Na energia solar é possível ser despoletado um evento semelhante pelo movimento rápido de nuvens.

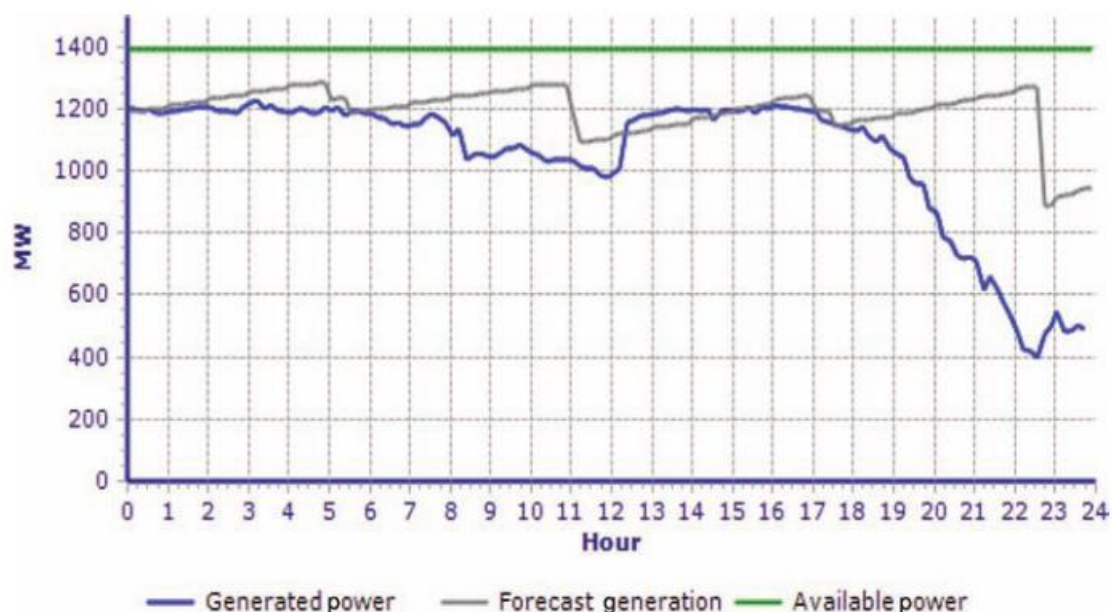


Figura 2.1 - Redução da potência eólica em Portugal devido a condições extremas de velocidade de vento originadas pelo ciclone Klaus em janeiro de 2009 [2]

2.3 - Escalas Temporais de Variabilidade

A eletricidade gerada a partir de sistemas eólicos e fotovoltaicos varia no decorrer do ano com uma certa regularidade. No caso dos sistemas fotovoltaicos, podem até ser observadas mudanças relativamente uniformes numa base diária. O consumo de energia também segue padrões característicos, dependendo do mês, semana, dia e também sofre flutuações devido a outros fatores.

Como referido, a energia solar que chega à superfície da terra é influenciada pelas nuvens, aerossóis, vapor de água e outros constituintes da atmosfera [11]. Desse modo, estes parâmetros introduzem variabilidade na quantidade de radiação solar que atinge a superfície da terra. Modelizar a variabilidade da energia solar torna-se assim um problema complexo, uma vez que estes parâmetros que influenciam a radiação têm as suas escalas temporais e espaciais inerentes.

As técnicas de análise estatística usualmente consideram as variações do valor de produção que ocorre no decorrer de certas escalas temporais predefinidas. São normalmente adotados intervalos temporais de meia hora, 1h ou 4h de forma a abrangerem os diferentes tempos de resposta dos vários tipos de centrais. Este tipo de análise é usada na determinação dos níveis de reserva requeridos. Existem também estudos baseados neste tipo de abordagem que avaliam a capacidade de geração convencional que pode ser substituída por nova geração sem comprometer a fiabilidade do sistema.

A introdução de fontes de eletricidade baseadas em recursos renováveis num sistema elétrico causa desafios notáveis na operação do mesmo devido à natureza variável do vento e exposição solar, uma vez que é introduzida variabilidade no lado da geração. Com isso, é afetada a operação do sistema no decorrer de diferentes escalas temporais como, por exemplo, no escalonamento do dia, hora e cinco minutos seguintes e controlo automático de geração. Existem ainda métodos focados na avaliação do impacto da variabilidade da geração renovável no desempenho dinâmico do sistema elétrico, particularmente para escalas temporais adequadas aos fenómenos eletromecânicos, considerando intervalos temporais com dimensão até 100s, como é o caso do método apresentado por Chen e Domínguez-García [12].

A incerteza causada pela ocorrência de condições que não foram antecipadas no escalonamento do sistema pode causar problemas. Para além disso, a variabilidade proveniente de situações em que determinadas condições ocorrem no sistema em resoluções temporais para as quais o sistema não está preparado pode também causar problemas. Muitos estudos de integração de geração variável são realizados para apenas uma resolução temporal e como tal não são capazes de analisar os impactos da variabilidade e incerteza no decorrer de várias escalas temporais. O modelo apresentado por Ela e O'Malley [13] integra múltiplos submodelos de escalonamento com diferentes frequências de atualização, resoluções temporais e horizontes de decisão.

As características de variabilidade são distintas para as várias fontes de energia renovável. Por exemplo, a energia das ondas geralmente tem menor variação horária que a energia eólica.

A geração geotérmica é invariável, o que pode gerar problemas devido à sua incapacidade de seguir variações de carga. A variabilidade da energia hídrica, biomassa e geotérmica é mais evidente em escalas temporais anuais ou sazonais, enquanto a variabilidade da eólica e solar abrange todas as escalas temporais (incluindo variabilidade diária, horária e de minutos).

2.4 - Modos de Reduzir a Variabilidade

Como já foi mencionado, a controlabilidade da geração proveniente de fontes renováveis é muito limitada. Ainda assim existem algumas técnicas para reduzir a variabilidade global imposta por este tipo de fontes.

É importante considerar a distância interna entre unidades quando se pretende estimar a variação eólica intrahorária. A maior distribuição regional de múltiplas centrais de energias renováveis diminui a variabilidade e incerteza da geração proveniente de fontes de energias renováveis [2].

A construção de parques eólicos *offshore* e utilização de hélices maiores permitirá que a eletricidade seja introduzida na rede de um modo mais uniforme, explorando as condições ventosas mais constantes.

As turbinas eólicas tradicionais operavam sempre de forma a extrair o máximo de potência possível do vento. O controlo a partir de *deloading* permite às turbinas eólicas operar em curvas

de geração abaixo do máximo e guarda a potência excedente como reserva para o controlo de frequência [14].

Soluções tecnológicas como esquemas de controlo para os *set points* de potência ativa e reativa eólica reduzem o impacto da variabilidade. Por exemplo, o centro de despacho de energias renováveis com a capacidade de controlo do output de potência ativa e reativa criado em Espanha [15].

No passado, as centrais flexíveis eram maioritariamente usadas para lidar com a variabilidade e incerteza da carga. Com a introdução de variabilidade e incerteza no lado da geração devido às fontes de energias renováveis, tendo esta maior magnitude em cenários em que exista maior penetração de fontes de energias renováveis, estas centrais flexíveis passam a ocupar um papel importante na resposta à variabilidade, como é explicado com maior detalhe no capítulo 4.

2.5 - Previsões

Avanços recentes nas técnicas de previsão e nos algoritmos de gestão viabilizam a gestão das fontes de energia renováveis [2]. As previsões de geração renovável para as horas e dias seguintes têm um papel crucial nas ferramentas de gestão e protocolos dos operadores de sistema. As previsões são usadas como entrada para a determinação dos requisitos de reserva e para o escalonamento de unidades (EU) e despacho económico (DE).

A um nível regional/nacional, a literatura acerca de previsões de energia eólica reporta um erro absoluto médio normalizado de cerca de 6-10% e um erro quadrático médio normalizado de cerca de 8-12% da potência instalada para as 24 horas seguintes, subindo aos 11-14% e 14-17% para as 48 horas seguintes [2]. Nas previsões de energia solar o erro quadrático médio normalizado é de cerca de 4,3-4,9% para previsões do dia seguinte. O erro de previsão da carga é geralmente medido pelo erro percentual absoluto médio e o seu valor é cerca de 1-2% para previsões das 24h seguintes. O impacto da incerteza aumenta com o erro de previsão, mas não é significativo até o erro de previsão atingir um determinado limite. Grandes erros de previsão têm um impacto significativo nos custos de geração e no congestionamento de ramos no escalonamento para o dia seguinte, mas não no despacho em tempo real.

Têm sido incluídas previsões probabilísticas nas ferramentas de gestão, proporcionando uma mudança de métodos determinísticos para métodos estocásticos, que conduzem a soluções mais robustas. O operador de sistema usava apenas escalonamento de unidades e despacho económico determinísticos nos quais a incerteza da carga e da geração convencional era coberta por uma restrição de modo a ser garantida uma certa quantidade de reserva. As novas políticas de EU e DE que incluem informação probabilística podem ser alternativas promissoras considerando os crescentes níveis de fontes de energias renováveis.

No contexto operacional, o operador de sistema tem um tempo limitado para conduzir estudos e examinar alternativas. A incerteza neste contexto é relativamente pequena quando

comparada com a presente em contexto de planeamento, que leva o operador de sistema a analisar as condições atuais através de uma série de métodos determinísticos ou regras. O maior problema do uso de métodos determinísticos é o facto de o utilizador não saber o nível de risco associado com condições de operação futuras. Isto normalmente leva a uma operação conservativa com custos operacionais elevados ou com um elevado risco inesperado durante a operação. À medida que a penetração de energias renováveis aumenta, emergem novos procedimentos e algoritmos de gestão para lidar com a variabilidade e incerteza da geração. O uso de previsões de incerteza para a geração renovável torna-se uma entrada importante para algoritmos de apoio à decisão. É importante enfatizar que a incerteza dos modelos de previsão nos algoritmos de tomada de decisão através da média dos erros de previsão históricos (estimação *a priori*) não é a mesma usando previsões de incerteza (estimação *a posteriori*) diretamente nos métodos, e pode levar a estratégias de operação conservativas e caras.

As previsões de carga líquida fornecem aos operadores de sistema dois parâmetros importantes: a magnitude das variações na carga líquida previstas que indica a flexibilidade requerida que pode ser satisfeita por recursos de atuação mais lenta e, secundamente, um intervalo de confiança da previsão, que indica o risco incrementado de ser necessária flexibilidade de atuação rápida adicional. Esta dissertação não contempla a abordagem à componente da qualidade da previsão, focando-se na análise da variabilidade e da flexibilidade disponível com o intuito de comparar as necessidades de flexibilidade impostas pela variabilidade da carga líquida com os recursos de flexibilidade do sistema.

2.6 - Métodos de Análise de Variabilidade

Os métodos de medição da variabilidade da produção renovável existentes passam pela análise de séries temporais estáticas assim como análise no domínio das frequências. Nos estudos de integração eólica, a forma de medida predominantemente usada para caracterizar a produção eólica e a sua variabilidade é baseado na amplitude das suas variações discretas em intervalos temporais de diferentes tamanhos. Contudo, as variações discretas não transportam informação acerca da variação de produção dentro do intervalo e a informação sobre as *ramp rates* é limitada, não sendo possível extrapolar com precisão a duração destas.

À medida que foi aumentando a experiência operacional com geração variável, foram direcionados esforços consideráveis no sentido de caracterizar o aumento da variabilidade da carga líquida consequente [16].

Gross et al. [17] identificaram três fatores estatísticos de relevo na análise de variabilidade: a variância da produção variável, o nível médio de produção variável e o grau de correlação entre picos de carga e a produção variável.

A natureza variável e estocástica da produção eólica distingue-a das fontes convencionais de energia. Como tal, a modelização da geração eólica da mesma forma que a geração convencional para cálculos de valor de capacidade é desadequado [18].

Para acomodar a variabilidade adicional proveniente das fontes renováveis, os operadores acomodam uma certa quantidade de geração em *standby* para dar resposta tanto a sobreprodução como subprodução de grandes centrais de energia renovável. Esta geração flexível é conhecida por “reserva”. Existem metodologia de avaliação da variabilidade com base nos requisitos de reserva, como a que é apresentada no artigo de Halamay e Douglas [19] que pretende auxiliar no processo de introdução de produção de grande escala de uma determinada fonte de energia renovável, considerando o custo e dificuldade de absorver a variabilidade inerente.

De seguida são apresentados os métodos que foram aplicado ao caso de estudo, o sistema elétrico português, para análise e caracterização da variabilidade da produção eólica e da carga líquida, que é definida pela subtração do valor de produção renovável ao valor da carga.

$$carga\ líquida = carga - produção\ renovável \quad (2.1)$$

2.6.1 - Step-changes

A análise estatística do histórico de séries de produção eólica permite obter medidas da variabilidade desta. O desvio padrão, o coeficiente de variação e o desvio médio absoluto são medidas comuns para variáveis aleatórias. Em estudos de integração eólica, a medida de dispersão mais comum para caracterizar a variabilidade da produção eólica é o desvio padrão dos valores discretos de produção eólica em vários intervalos temporais.

A aplicação deste método passa primariamente pela determinação, através de uma série de produção eólica x_n ($n = 1, 2, \dots, N$), das médias dos sucessivos intervalos não sobrepostos de dimensão k , sendo k o número períodos de duração correspondente à distância entre os valores na série discreta, contidos dentro do intervalo a considerar (exemplo: numa série em que os valores discretos estão distanciados por intervalos de 15 min no decorrer da série, ao ser considerado um intervalo de 60min para a análise da variação, $k = \frac{60}{15} = 4$), tendo esta série dimensão $q = \frac{N}{k}$. A partir desta diferença entre médias obtém-se então a série temporal discreta deslizando $y_{i,k}$ ($i = 1, 2, \dots, N - k + 1$), que é definida como a diferença entre as médias de sucessivos valores médios de produção eólica $\bar{x}_{i,k}$ obtidos em intervalos temporais de dimensão k sucessivos, sendo i o número de intervalos de dimensão k não sobrepostos.

$$y_{i,k} = \frac{1}{k} \sum_{m=1}^k x_{ki+m} - \frac{1}{k} \sum_{m=1}^k x_{k(i-1)+m} \quad (2.2)$$

O desvio padrão da amostra, $s_{y_{i,k}}$, pode então ser calculado.

$$s_{y_{i,k}} = \sqrt{\frac{1}{q-2} \sum_{i=1}^{q-1} (y_{i,k} - \frac{1}{q-1} \sum_{i=1}^{q-1} y_{i,k})^2} \quad (2.3)$$

O desvio padrão das variações discretas tem sido usado como métrica para a variabilidade em numerosos estudos de integração eólica [7]. No entanto este método contém as suas limitações. A primeira é que os valores discretos são calculados entre valores médios de dois pontos e, assim sendo, não contém nenhuma informação acerca da variabilidade dentro dos intervalos. A segunda limitação corresponde ao facto das amostras discretas conterem pouca informação acerca das *ramp rates* dentro de cada intervalo.

Na maioria dos estudos de integração eólica onde foram utilizadas variações discretas das séries de produção eólica, foi assumida como medida da variabilidade o valor de três desvios padrões das variações discretas. A regra dos três desvios padrões é geralmente usada visto que, perante a suposição de se tratar de uma distribuição normal, esta métrica retrata 99,7% de todos os instantes. No entanto, perante estudos recentes [20, 21] que apresentam resultados contraditórios à suposição de que as variações discretas da produção eólica são normais para intervalos variados de uma até quatro horas, mostram que este pressuposto pode estar errado.

Os resultados obtidos através deste método, aplicando a regra dos 3 desvios padrão podem ser utilizados para estimar a reserva necessária para um determinado ser presumivelmente capaz de responder às oscilações da produção renovável e, mais importante ainda, às oscilações da carga líquida.

2.6.2 - Conditional Range Metric

Esta métrica, proposta por Thekla Boutsika e Surya Santoso [7], utiliza a extensão de variação como medida da dispersão da produção eólica variável. A extensão da variação, E , é definida pela diferença entre o maior valor e o menor valor de uma variável aleatória X , num determinado intervalo temporal de dimensão k : $E = \max(X) - \min(X)$. A produção eólica é limitada inferiormente por zero e superiormente pela capacidade instalada P_N , como tal a maior extensão de variação possível corresponde a $E = P_N$. No entanto, é expectável que, à medida que se consideram intervalos de tempo mais curtos, a variação seja menor. A medida de variabilidade da previsão eólica corresponde ao tamanho M_k da gama condicional de valores que a produção eólica apresenta, que representa a maior diferença de valores da produção existente no intervalo temporal considerado.

Sendo M_k a gama condicional de valores do *output* de produção eólica $x(t)$ no intervalo $[t_0, t_0 + k]$:

$$M_k = M_{up_k} - M_{low_k}. \quad (2.4)$$

A título ilustrativo, na figura 2.2 são retratados os valores de produção eólica durante uma hora. É observável que ao serem considerados dois intervalos de tempo de duração distinta, k_1 e k_2 , os valores de produção eólica encontram-se em gamas distintas, M_1 e M_2 respetivamente.

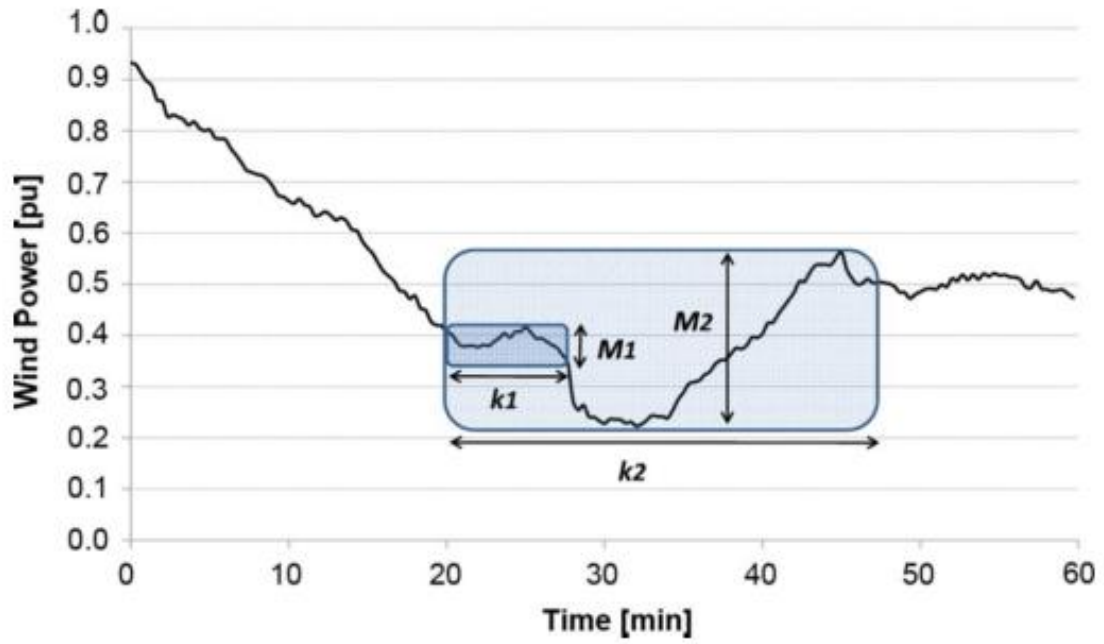


Figura 2.2 - Gráfico que caracteriza a gama variabilidade da produção eólica em dois intervalos de tempo distintos, com diferentes magnitudes [7]

Condicionando a gama não só na duração do intervalo k , mas também no nível médio de produção eólica do intervalo l_j , limita a extensão de M_{up,i,k,l_j} e M_{low,i,k,l_j} , forçando-os a assumir valores mais próximos de l_j , como é ilustrado na figura 2.3.

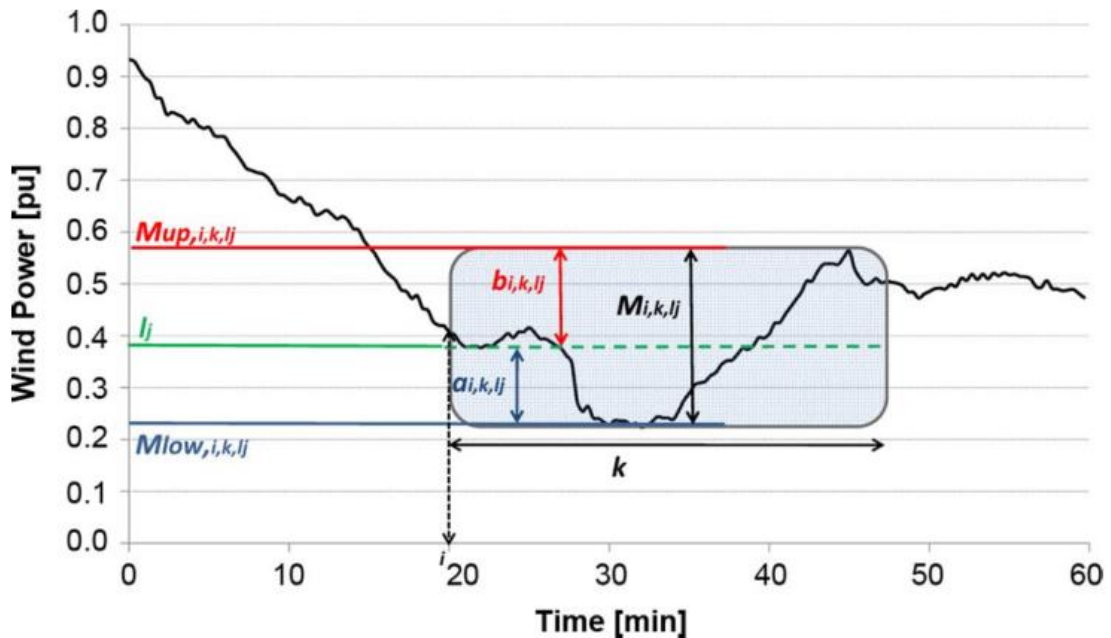


Figura 2.3 - Para cada tempo inicial i , o intervalo de tempo k e a produção eólica média l_j os extremos M_{low,i,k,l_j} e M_{up,i,k,l_j} definem unicamente a gama condicional M_{i,k,l_j} e o *output* de produção eólica encontra-se no intervalo $[M_{low,i,k,l_j}, M_{up,i,k,l_j}]$ com probabilidade $p = 1$ [7]

A gama condicional de valores é definida então, segundo esta métrica, pelo intervalo:

$$CRM_{i,k,l_j} = [M_{low_{i,k,l_j}}, M_{up_{i,k,l_j}}] \quad (2.5)$$

E a extensão condicional de valores CR , que serve como medida da variabilidade da produção eólica no decorrer do intervalo de tempo de duração k e produção média l_j que começa em i , é a dimensão da extensão deste intervalo de variação:

$$CR_{i,k,l_j} = M_{low_{i,k,l_j}} - M_{up_{i,k,l_j}}. \quad (2.6)$$

Esta metodologia, para encontrar $M_{low_{i,k,l_j}}$ e $M_{up_{i,k,l_j}}$, necessita como dados iniciais, para além da série de produção eólica, do tamanho dos intervalos temporais k e do valor de produção média l_j a considerar, assim como a taxa de cobertura p desejada.

Inicialmente é calculada a série da média móvel dos valores contidos nos intervalos de tamanho k desejado. A partir dessa série são determinados os valores dos maiores desvios ascendentes e descendentes, dentro de cada intervalo K_i em relação à média desse intervalo, $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ respetivamente.

$$a_{i,k} = \frac{1}{k} \sum_{n \in K_i} x_n - \min_{n \in K_i} x_n \quad (2.6)$$

$$b_{i,k} = \max_{n \in K_i} x_n - \frac{1}{k} \sum_{n \in K_i} x_n \quad (2.7)$$

Onde,

- K_i é o intervalo $[i, i + k - 1]$
- $\bar{x} = 1/k \sum_{n \in K_i} x_n$ é produção média no intervalo

Esta série de valores de médios de produção no intervalo $\bar{x}$, de dimensão k e máximos desvios ascendente $b_{i,k}$ e descendente $a_{i,k}$ é copiada e ordenada de forma crescente em relação a $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ e estes N_{k,l_j} valores de desvio são classificados. A resolução de quantil desejada $1/q$ é selecionada, com $\tau = \frac{r}{q}$ ($r = 1, 2, \dots, q$). Para se calcular $Q_{A_{k,l_j}}(\tau)$ e $Q_{B_{k,l_j}}(\tau)$, as estimativas para o r^o quantil q de a_{i,k,l_j} e b_{i,k,l_j} respetivamente, é gerado um índice de valor real h . Quando h é um inteiro, o h^o valor mais pequeno dos valores ordenados, $a_{(h)}$ e $b_{(h)}$, é a estimativa do quantil. Caso contrário é utilizado um esquema de interpolação para computar a estimação do quantil a partir da função de teto $a_{([h])}$ e da função de chão $a_{([h])}$ (ou b e $b_{([h])}$ respetivamente). Os quantis da amostra são calculados a partir de:

$$Q_{A_{k,l_j}}(\tau) = \begin{cases} a_{(h)} & \text{se } h \in \mathbb{Z} \\ \frac{a_{([h-1/2])} + a_{([h+1/2])}}{2} & \text{se } h \notin \mathbb{Z} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$Q_{B_{k,l_j}}(\tau) = \begin{cases} b_{(h)} & \text{se } h \in \mathbb{Z} \\ \frac{b_{([h-1/2])} + b_{([h+1/2])}}{2} & \text{se } h \notin \mathbb{Z} \end{cases} \quad (2.10)$$

onde $h = N_{k,l_j}\tau + 1/2$.

Os quantis da amostra calculados a partir das expressões anteriores dividem as amostras pedidas N_{k,l_j} das séries de desvio a_{i,k,l_j} e b_{i,k,l_j} em q conjuntos separados SA_{k,l_j} e SB_{k,l_j} . O r° conjunto contém $N_{k,l_j}/q$ valores de um intervalo com os limites de quantil $[Q_{A_{k,l_j}}(\frac{r}{q} - \frac{1}{q}), Q_{A_{k,l_j}}(\frac{r}{q})]$ e $[Q_{B_{k,l_j}}(\frac{r}{q} - \frac{1}{q}), Q_{B_{k,l_j}}(\frac{r}{q})]$, onde $r = 1, 2, \dots, q$. Usando todos os pares disponíveis (a, b) amostrados conjuntamente a partir das séries de desvio, a matriz da probabilidade acumulada $V_{k,l_j}(i, j)$ pode ser calculada a partir de:

$$V_{k,l_j}(i, j) = P \left[\{a \in SA_{k,l_j}\} \cap \{b \in SB_{k,l_j}\} \right]. \quad (2.11)$$

O valor de $V(i, j)$ indica então a probabilidade de uma amostra (a, b) das séries de desvio ter a no i° dos conjuntos SA_{k,l_j} e b no j° dos conjuntos SB_{k,l_j} .

A partir da matriz $V(i, j)$ calcula-se a probabilidade τ_{p_r} , para cada $r = 1, 2, \dots, q$, de uma determinada linha da série se encontrar na matriz $V(r, r)$, somando os elementos dessa matriz. É selecionado o menor valor de τ_{p_r} que seja superior à taxa de cobertura p desejada.

$$\tau_p = \inf \left\{ \tau: \sum_{i=1}^{\tau} \sum_{j=1}^{\tau} V_{k,l_j}(i, j) \geq p \right\}. \quad (2.12)$$

O p° quantil q da gama condicional M_{k,l_j} pode então ser estimando usando a expressão:

$$Q_{M_{k,l_j}}(p) = (Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p) + Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p)). \quad (2.13)$$

A amplitude e gama de variação para a produção média escolhida com a taxa de cobertura desejada podem ser calculadas então pelas expressões seguintes.

$$CR_{k,l_j,p} = Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p) + Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p) \quad (2.14)$$

$$CRM_{k,l_j,p} = [M_{low_{k,l_j,p}}, M_{up_{k,l_j,p}}] = [l_j - Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p), l_j + Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p)]. \quad (2.15)$$

Calculando as médias dos valores de CR e CRM de todos os quantis q obtêm-se os valores esperados para a amplitude de oscilação e para o intervalo da produção eólica para o fator de carga escolhido.

$$CR_{k,l_j} = \frac{\sum_p CR_{k,l_j,p}}{q} \quad (2.16)$$

$$CRM_{k,l_j} = \left[l_j - \frac{\sum_p Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p)}{q}, l_j + \frac{\sum_p Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p)}{q} \right] \quad (2.17)$$

Resumindo, a variabilidade da produção eólica é caracterizada pelo tamanho do intervalo em que cada fator de carga (nível de produção média do intervalo temporal considerado) de produção eólica se encontra numa dada escala temporal.

A maior variabilidade que se verifica na produção de nível médio é atribuída ao elevado declive da produção eólica em relação à curva da velocidade do vento em níveis médios de produção, o que origina que mesmo uma pequena mudança na velocidade do vento tenha um grande efeito na produção eólica.

A variabilidade da produção eólica decresce com o aumento da capacidade nominal do parque eólico. Quanto maior a capacidade nominal, menor o valor da gama condicional, e consequentemente menor a taxa das rampas de produção eólica. O efeito da capacidade nominal do parque eólico nos valores da gama condicional pode ser atribuído ao facto da potência de um parque eólico grande ser o agregado das suas várias turbinas eólicas. A variabilidade também é afetada pelo tipo individual e número de geradores de turbinas eólicas em cada parque eólico, assim como a sua localização [7].

A nível dos operadores de sistema, as futuras estimativas realizadas a partir desta métrica de gama condicional podem ser usadas nas séries de carga líquida (consumo menos eólica) para identificar períodos de operação críticos com variabilidade aumentada. Para esses períodos, as reservas operacionais podem ser aumentadas num fator especificado pelos valores de CR respetivos.

Em relação aos requisitos de reserva, o índice de confiança terá de ser um dos índices de confiança de equilíbrio de energia estabelecidos. Em períodos onde o intervalo da métrica de gama condicional estimado seja superior ao intervalo aceitável M_r , as reservas necessárias podem ser determinadas pela subtração do tamanho dos dois intervalos.

Para além disso, deve ser notado que à medida que o nível de penetração de produção eólica aumenta rapidamente, a variação intrahorária da produção eólica (MW) fica comparável com a variação da carga, e gerir a variabilidade da produção eólica é um problema com que os operadores dos sistemas de energia têm de lidar.

A nível da distribuição, a métrica de gama condicional pode ser usada para estimar a dimensão dos dispositivos de armazenamento de forma a gerir e reduzir os níveis de variação de produção eólica para níveis aceitáveis e minimizar desvios horários de geração eólica.

Capítulo 3

Flexibilidade

A flexibilidade é definida em [22] como a capacidade de um sistema usar os seus recursos para dar resposta a mudanças na carga líquida, sendo a carga líquida definida como a restante carga do sistema que não é alimentada pela geração variável, ou seja, equivalente ao consumo subtraído da geração proveniente de fontes renováveis.

Ao nível das centrais elétricas, a flexibilidade pode ser definida como a capacidade de modificar os níveis de geração em resposta a um comando do operador do sistema, de um modo suficientemente rápido para dar resposta a rampas elevadas da carga e da geração e a desvios entre as previsões e os valores reais.

3.1 - Caracterização da Flexibilidade

A flexibilidade da geração é caracterizada por diversos parâmetros, tais como *ramp rates* (taxas de rampa, em *MW* por minuto, correspondente a uma percentagem da potência nominal), níveis técnicos e económicos mínimos de geração, tempo de arranque e tempo de paragem.

Quando se consideram modelos tradicionais de fornecimento de flexibilidade, diferentes recursos de reserva servem diferentes propósitos. Os produtos de regulação tendem a estar focados em variações pequenas e frequentes na carga relativamente a um curto período. As reservas operacionais focam-se em variações de grande escala na carga durante pequenos períodos, menos frequentes que no caso da regulação. As reservas de substituição têm como propósito a ligação de grandes quantidades de recursos, mas no decorrer de um intervalo temporal mais longo. As propriedades que são contabilizadas na avaliação da flexibilidade de unidades geradoras são apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Propriedades de avaliação dos geradores na perspectiva da flexibilidade [23]

Característica	Propriedade do gerador
Magnitude	A <i>ramp rate</i> da unidade em <i>MW/min</i> ou <i>MW</i> num determinado intervalo temporal
Frequência	A capacidade de uma central variar a sua produção, dada por uma métrica tal que o que o período mínimo de ciclo seja o mínimo fisicamente possível
Qualidade	Tempo de sincronização, tempos mínimos de ligação e de paragem, disponibilidade da unidade para rampas
Intensidade	Tamanho do reservatório para unidades com limitações de energia

A *ramp rate* nominal fornecida por uma unidade é descrito pela magnitude. As restrições temporais e operacionais da unidade como tempo mínimo de ligação e paragem, tempo de sincronização e nível de *output* provável são descritos pela qualidade. A posição da unidade na ordem de mérito dita a probabilidade da unidade estar disponível para executar rampas em ambas as direções. Unidades de maior mérito têm maior probabilidade de estar prontas para subir a sua produção, enquanto as unidades de menor mérito têm maior probabilidade de descerem a sua produção.

Podem existir restrições de caráter diferente, como as restrições de pessoal, visto que certas operações podem ser impossibilitadas por não existir pessoal suficiente (esta restrição tem perdido importância com a progressiva automatização do processo de arranque), ou restrições relacionadas com grupos obrigatórios (*must-run*) que impõe, por diversas razões, que certos grupos têm de estar obrigatoriamente ligados em determinados períodos.

Quando a produção e/ou a carga variam, o controlo primário reage automaticamente e ajusta a produção nas centrais controladas por este tipo de controlo. O equilíbrio é restaurado, mas as folgas primárias são usadas, e então é necessário aumentar/diminuir a produção noutras centrais de modo a substituir o controlo primário usado como preparação para novas variações na produção e/ou consumo. Ao mesmo tempo, a fiabilidade do sistema de transmissão tem de ser mantida. Este processo de equilíbrio contínuo é dividido em controlo primário (menos de um minuto), secundário (até alguns minutos) e terciário (mais de 10-15min), dependendo de quão rápido o sistema reage a variações [24].

Pode ser feita a seguinte separação entre centrais [25]:

- Unidades de pico capazes de arrancar, parar, ou mudar o seu nível de geração muito rapidamente em resposta a um comando do operador de sistema. Unidades deste tipo conseguem responder a variações e incerteza minuto a minuto, sendo alguns exemplos as centrais de turbinas a gás de ciclo aberto e hidroelétricas;
- Unidades de mérito intermédio têm a capacidade de subir a sua produção até ao valor máximo e reduzir até ao seu valor mínimo, mas são mais lentas que as

unidades de pico. Exemplos destas unidades são as centrais de turbinas a gás de ciclo combinado e de biomassa, e cobrem variações e incerteza intrahorárias;

- Unidade de base de carga têm tempos de resposta mais lentos e normalmente operam durante o dia todo ou durante períodos predefinidos. Unidades como centrais a carvão, nucleares, e geotérmicas podem necessitar de cerca de 6h para arrancar ou fornecer resposta flexível. Essas unidades podem fornecer alguma flexibilidade de base diária.

Para além destas três categorias, também existem unidades *must-run* que asseguram a estabilidade dinâmica do sistema elétrico (por exemplo, o mínimo de inércia momentânea no sistema). O nível de geração mínimo dessas unidades pode ser um fator crítico em períodos com elevada penetração de energias renováveis.

3.1.1 - Reserva

Para acomodar a variabilidade adicional provenientes das fontes renováveis, os operadores acomodam uma certa quantidade de geração em *standby* para dar resposta tanto a sobreprodução como subprodução de grandes centrais de energia renovável. Esta geração flexível é conhecida por “reserva”. O sistema é mais flexível quando é fornecida reserva, e menos flexível quando não existe reserva e ocorrem falhas de serviço na geração.

As categorias de reserva clássicas são [2]:

- Reserva primária (ou resposta de frequência): é usada para estabilizar a frequência do sistema num valor estacionário após uma perturbação ou incidente num intervalo de segundos.
- Reserva secundária (ou reserva de regulação): é despachada através do controlo automático de geração (AGC) para restaurar a frequência e trocas de energia entre várias áreas ao seu valor nominal num intervalo de 15min.
- Reserva terciária (ou reserva de substituição): o operador de sistema para restaurar ou complementar os níveis de reserva secundária manualmente deve ativar a reserva terciária, num intervalo entre 15min e 1h.

As necessidades de flexibilidade eram tradicionalmente satisfeitas através da reserva armazenada e pelo despacho das unidades geradoras. Visto que a carga do sistema era bastante previsível, as variações intrahorárias podiam ser satisfeitas pela regulação e pela reserva de seguimento de carga, enquanto a reserva de contingência era deixada de parte para situações de falhas imprevistas de recursos de geração ou transporte.

Elevados níveis de penetração de energias renováveis (maioritariamente eólica e solar) no sistema requerem uma revisão dessas categorias de reserva. Grandes quotas de geração renovável não criam problemas, em sistemas interligados, para intervalos temporais da reserva primária. Holttinen et al. [26] dividiram as categorias de reserva em:

- Não-evento (operação normal): para variabilidade e erros de previsão dentro do período de escalonamento;
- Evento rápido (operação de contingência): para falha não planeada de um gerador ou de uma linha de transmissão transfronteiriça;
- Evento lento: para rampas da carga líquida esperadas ou erros de previsão que possam ocorrer em intervalos temporais longos (dezenas de minutos a horas).

Os autores argumentam que a geração proveniente de fontes de energia renováveis não varia suficientemente rápido para ser um evento de contingência, e o impacto na reserva secundária é menor que o impacto na reserva terciária (ambas as reservas estão incluídas na categoria de não-evento). Elevados níveis de penetração de energias renováveis irão introduzir eventos lentos caracterizados por muitas rampas rápidas na geração e erros de previsão.

A cada instante, o operador de sistema é responsável por manter o equilíbrio entre geração e carga no sistema elétrico e, para tal é necessária a existência de uma capacidade de reserva composta por cargas e unidades de geração capazes de responder a eventuais problemas. São normalmente necessárias reservas ascendentes e descendentes. A reserva ascendente consiste em unidades de geração (ou cargas) ligadas ou desligadas capazes, em pouco tempo, aumentar os seus níveis de produção (ou diminuir os seus níveis de consumo). A reserva descendente consiste em unidades de geração ligadas capazes de diminuir os seus níveis de produção ou cargas capazes de começar a consumir (ou aumentar o consumo) em pouco tempo.

No contexto de pré-despacho a reserva girante para cada intervalo pode ser definida por um dos seguintes princípios [27]:

- Valor igual a uma percentagem da carga prevista para o intervalo;
- Valor igual à potência máxima da maior unidade em funcionamento;
- Reserva que garanta um risco de perda de carga inferior a um certo valor, tendo em conta as probabilidades de avaria dos grupos.

A flexibilidade de um sistema é dependente de como o sistema é operado: se o sistema fornece uma grande quantidade de reserva em todos os momentos, esse sistema está mais apto para responder a mudanças na carga da rede. A reserva operacional é tipicamente planeada para o dia seguinte, de forma a assegurar que as quantidades planeadas coincidam com os recursos de produção disponíveis. Em vários sistemas a dimensão da reserva operacional de ação rápida é determinada pela perda da maior unidade (LLU) ou por algum critério determinístico semelhante, onde não se considera geração variável. Todavia, as práticas atuais favorecem métodos probabilísticos aos métodos determinísticos tradicionais [28]. Estes métodos determinam a capacidade do sistema atender à incerteza no erro da previsão da carga líquida num contexto de planeamento de operações a curto-prazo.

Os métodos (ou regras) determinísticos para estabelecimento de requisitos de reserva serviram muitos operadores de sistema no passado, muito por serem de fácil compreensão e aplicação pelos operadores, e conduzirem a elevados níveis de segurança com um esforço de

estudo mínimo. No entanto, com elevados níveis de geração renovável, aproximações excessivamente conservativas conduziriam a elevados custos de reserva e a um desperdício de benefícios associados à geração renovável. Por exemplo, operadores que não estejam confortáveis com a possibilidade de elevados erros de previsão podem definir níveis de reserva elevados para compensar potenciais desvios, reduzindo assim as vantagens a nível económico da geração a partir de fontes renováveis. Por outro lado, uma vez que o risco não é realmente monitorizado com a utilização de métodos determinísticos, as regras conservativas podem por vezes falhar em circunstâncias específicas não incluídas na análise original. A alternativa consiste em usar métodos probabilísticos para estabelecer os requisitos de reserva.

3.2 - Causas da Necessidade de Flexibilidade

As necessidades de flexibilidade são influenciadas por diversos fatores como a quantidade de geração variável instalada, a correlação entre a produção proveniente de geração variável e a carga do sistema, assim como pelas falhas de fontes de geração convencionais.

A carga do sistema é atualmente o maior consumidor de flexibilidade nos sistemas elétricos e, como tal, a previsão de variações na carga do sistema é crucial. A previsão de carga do sistema e, mais importante ainda o intervalo de confiança associado com a carga de sistema prevista pode indicar o nível de flexibilidade requerida pelo sistema. As variações previstas da carga líquida são incorporadas no escalonamento e despacho de recursos no dia anterior. No entanto, desvios da carga de sistema prevista têm de ser correspondidos pelos restantes recursos flexíveis. A resposta a este tipo de situações tem sido dada através de da utilização de reserva de seguimento de carga.

3.2.1 - Integração de Geração Renovável

À medida que a quota de geração variável aumenta nos sistemas elétricos, os operadores de sistema serão confrontados com o desafio de como operar melhor o seu sistema para lidar com o aumento de variabilidade. A chave é a flexibilidade do sistema, que vem na tanto na forma de recursos flexíveis como de flexibilidade institucional [29].

Os recursos flexíveis do sistema devem equilibrar as variações na carga líquida. A variabilidade das eólicas requer que outros geradores tenham de fazer rampas na sua produção, ascendentes e descendentes, de modo a equilibrar a produção total com o valor da carga. Devidos as restrições a nível de rampas, as oscilações rápidas de produção elétrica das eólicas não podem ser compensadas por centrais de base de carga.

No contexto das previsões, enquanto os erros de previsão para o consumo são baixos, as previsões da carga líquida devem considerar a produção proveniente de geração variável e os seus intervalos de confiança respetivos. Dependendo do grau de correlação da geração variável com a carga do sistema, a magnitude das mudanças na carga líquida pode aumentar. Esta

componente também afetada pela escala da geração renovável. Além disso, mesmo com previsões perfeitas para as horas/dias seguintes, é necessário ter unidade de geração flexíveis no sistema para acomodar as rampas da geração.

Sem haver limitação da produção proveniente de geração variável, é possível que os recursos flexíveis existentes (geradores, dispositivos de armazenamento, carga flexível, interligações, etc.) possam ser insuficientes para satisfazer as variações ascendentes ou descendentes na carga líquida em certas alturas. Contudo, a limitação de geração renovável durante períodos de baixa carga e o arranque de unidades de arranque rápido caras leva ao aumento de custo. Nesta dissertação não foi focada a questão do custo associado à integração de fontes de produção variáveis, como eólicas e solares, num sistema elétrico existente. Weber [30] desenvolveu uma aproximação teórica para a estimação destes custos, considerando várias tecnologias.

As unidades de geração convencional fornecem intrinsecamente inércia ao sistema, que é uma característica fundamental para assegurar a sua estabilidade. A integração de larga escala de fontes de energia renováveis irá, naturalmente, evitar que sejam despachadas centrais convencionais, afetando assim fortemente a reserva de serviços auxiliares e a segurança global do sistema como resultado da degradação generalizada da resposta em frequência adequada.

Há um número importante de serviços auxiliares tradicionalmente fornecidos por unidades de geração convencionais, térmicas ou hídricas, tais como controlo de tensão e frequência. Isto levou os operadores de sistema a definir regras restritas e condições para ser possível o aumento da integração de fontes de energias renováveis. Regra geral, atualmente as regras da rede exigem que os parques eólicos resistam a várias perturbações e que contribuam para a estabilidade da rede a partir do fornecimento de serviços auxiliares, identicamente aos fornecidos por unidades de convencionais síncronas. Estes podem ser, geralmente, organizados em cinco categorias principais [2]: requisitos de sobrevivência a cavas de tensão; respostas a perturbações, tanto de potência ativa como reativa; grande capacidade de variação para a tensão-frequência; controlo de potência ativa ou regulação de frequência e controlo de potência reativa ou capacidade de regulação de tensão.

As interligações do sistema e as características das suas unidades geradoras definem a capacidade deste absorver geração variável proveniente de fontes renováveis. Um sistema isolado contendo maioritariamente unidade geradoras com tempos de arranque elevados e baixas *ramp rates* encontrará mais dificuldades na integração de geração variável do que um sistema bem interconectado e que contenha várias unidades de geração capazes de arrancar e atingir rampas rapidamente.

3.3 - Recursos de Flexibilidade

Existem muitas soluções propostas para lidar com a intermitência e variabilidade da geração eólica e solar. Porém, é improvável que uma simples tecnologia, ou método, permita a elevada penetração desses recursos conjecturada. Hug-Glanzmann [31] propõe uma aproximação híbrida que coordena e otimiza a operação de geração eólica, centrais hidroelétricas, dispositivos de armazenamento, centrais convencionais e gestão do lado da carga.

Complementarmente, como já foi referido, a qualidade das previsões de carga removem muita incerteza acerca dos eventos de elevadas rampas relacionadas com a carga do sistema, podendo os operadores de sistema fazer suposições no planeamento acerca de horas de picos de carga e preparar os recursos de produção de acordo com a previsão. Nos sistemas em que os requisitos a nível de rampas possam ser bem previstos com antecedência, a flexibilidade do sistema pode não ser tão crítica na projeção do sistema.

A título de exemplo apresenta-se a situação verificada no sistema elétrico português a 15 de maio de 2011 onde foi observado um período de extrema penetração às 6:45, no qual a produção eólica cobriu 81% do consumo. Para lidar com esta situação, a maioria das centrais hidroelétricas interromperam a sua produção entre as 0:00 e as 4:00. Mais próximo do pico de penetração de produção eólica, algumas centrais hidroelétricas contribuíram com geração para equilibrar as flutuações da produção eólica enquanto as grandes centrais hidroelétricas com bombagem usavam a sua capacidade de bombear ao máximo.

3.3.1 - Geração Convencional

A geração convencional constitui o principal fornecedor de flexibilidade para um sistema, mas pode ser complementada pela redução de geração variável, interligação com outros sistemas, armazenamento de energia ou recursos no lado da carga, dependendo das circunstâncias específicas do sistema.

Enquanto as taxas de saída de serviço forçada podem indicar a flexibilidade necessária devido à falha de um recurso, as *ramp rates*, tempo de arranque e nível mínimo de produção estável relativamente à capacidade máxima de cada recurso indicam o potencial de flexibilidade que esse recurso pode oferecer.

A energia hídrica é mais flexível que outras fontes de energia renováveis (como eólica e solar), especialmente em centrais com reservatório. O funcionamento deste tipo de centrais é abordado com maior detalhe na secção 3.3.4.

Em situações que exista uma quota importantes de recursos intermitentes e de fontes nucleares na mesma rede elétrica, as centrais nucleares devem ser capazes de operar em modo de seguimento de carga para equilibrar flutuações na geração total e da carga. As centrais nucleares modernas com reatores de águas leves são projetadas para ter fortes capacidades de

manobra. Perante as diretivas da *European Utilities Requirements* (EUR) as centrais nucleares devem ser capazes de variar a sua carga entre 50% e 100% da sua potência nominal, com uma taxa de variação de produção elétrica de 3-5% por minuto [32]. Certos modelos já são capazes de atingir modulações de carga com rampas ascendentes de 5% por minuto no arranque e quedas de carga de 20% da potência nominal, no intervalo de 50-100% da potência nominal. No entanto, o número de variações tão rápidas é limitado, e deve ser reservado primariamente para situações de emergência.

Em alguns casos como França e Alemanha, as centrais nucleares podem fornecer capacidades de seguimento de carga. No entanto, esta situação tem custos económicos, maioritariamente relacionados com o fator de carga, visto apenas ser rentável se a operação ocorrer a elevados fatores de carga (acima de 90% da potência nominal). Em França, as variações diárias da produção nuclear são baixas, tipicamente inferiores a 5-10% do total de geração nuclear. Na Alemanha, o seguimento de carga tornou-se importante nos últimos anos, devido a ter sido introduzida no *mix* energético nacional uma grande quota de fontes de eletricidade variáveis (eólica e solar). Além disso, na Alemanha, centrais a carvão mais antigas têm *ramp rates* de 2%/min, enquanto as novas centrais têm taxas de 4-6%/min [33].

Espera-se que a capacidade de centrais a carvão na Grã-Bretanha vá diminuir devido às diretivas impostas a este tipo de centrais. As centrais de turbina a gás com ciclo combinado, com a sua elevada capacidade de geração, são potenciais candidatas para compensar a variabilidade das eólicas na Grã-Bretanha [34].

Quando são utilizadas centrais convencionais flexíveis para equilibrar o consumo e a produção, uma utilização mínima de capacidade é essencial. Tempos de inatividade frequentes e operação a baixas taxas de utilização significam lucros reduzidos, sujeitando-se porém aos custos fixos. O modo de operação em seguimento de carga leva também a um desgaste adicional, um uso menos eficiente de combustível e custos mais elevados. Usar centrais flexíveis para aliviar congestionamentos é uma solução aceitável para o problema das renováveis no período transitório.

3.3.2 - Recursos do Lado da Carga

Os recursos do lado da carga são ativamente utilizados como estratégia viável no caso de ocorrerem variações da carga líquida, apesar de a um custo mais elevado do que os grupos geradores. As *smartgrids* fornecem capacidades adicionais de observabilidade e controlabilidade ao nível da rede de distribuição (por exemplo armazenamento distribuídos, produção dispersa, microgeração, cargas controláveis). Este conceito cria condições para gestão de carga [35], tanto pelo envio de controlos diretos para a carga ou enviando sinais pelo preço para induzir uma certa reação por parte da carga. Assim, as *smartgrids* e *smart metering* permitem que os consumidores ajudem a assegurar que o seu consumo doméstico (por exemplo em aparelhos de ar condicionado ou sistemas de aquecimento) corresponda ao volume de

eletricidade gerada. A partir de aplicações domésticas e do uso de veículos elétricos é possível mover parte da carga de períodos de ponta para períodos de menor afluência [36].

3.3.3 - Importações e Rede de Transmissão

Como já foi referido, um fator importante é a força das interligações de um sistema aos seus sistemas vizinhos. Considerando isto, o índice “quota de potência eólica” pode ser usado [24], sendo este definido por:

$$\frac{\text{Max potência eólica (MW)}}{\text{Min consumo (MW) + possíveis exportações (MW)}} \quad (3.1)$$

Portugal possuía em 2011 4378MW de potência eólica instalada [37], sendo o pico de potência eólica nesse ano de 3701,9MW. As cargas mínima e máxima verificadas nesse ano foram de 3310MW e 9191,8MW [38], respetivamente, e a única capacidade de interligação é com Espanha, de 1200MW [24]. A partir destes dados obteve-se uma quota de potência eólica de 82%, que representa um valor bastante elevado.

É importante considerar também a flexibilidade disponível pela rede de transmissão. Apesar de a rede de transmissão interna de um sistema não proporcionar flexibilidade, uma capacidade de transmissão inadequada pode reduzir a quantidade de flexibilidade disponível que pode ser requisitada pelos operadores de sistema. Uma rede de transmissão perfeitamente flexível é uma que permite a determinado recurso em qualquer barramento aumentar a sua produção ao máximo em resposta a uma variação na carga líquida ou falha de um gerador em qualquer outro barramento do sistema.

Uma rede de transmissão com uma elevada penetração de fontes de energias renováveis é suscetível a situações de congestionamento que limitam os benefícios provenientes da integração de energias renováveis. O uso de ferramentas de trânsito de potências capazes de incluir a incerteza das energias renováveis, ajuda a detetar e gerir situações de congestionamento, evitando limitação da energias renováveis e, a meio termo, adiar investimentos. Uma maior integração de painéis fotovoltaicos para consumo próprio de energia contribuiria para a diminuição do trânsito de potência na rede. No entanto não é possível fazer corresponder os períodos de maior consumo com os períodos em que esta energia é gerada.

3.3.4 - Dispositivos de Armazenamento

A disparidade entre a produção de energia e o consumo pode levar a perdas de eletricidade produzida e comprometer a segurança do abastecimento de eletricidade. Como tal, a volatilidade das crescentes fontes de energia renováveis precisa de ser nivelada e ajustada ao consumo de forma ao abastecimento de energia ser feito de forma estável.

Armazenar energia elétrica é um meio comprovado para absorver energia excedente e torna-la disponível quando requerida [33], tornando-se assim uma forma de auxiliar o sistema fornecendo-lhe alguma flexibilidade adicional. Como tal, considerou-se importante ter um capítulo que abordasse com algum detalhe esta solução passível de resolver alguns problemas relacionados com a integração de energias renováveis.

Esta prática foi utilizada até a atualidade normalmente para armazenar energia em períodos de baixa carga, de forma barata (normalmente à noite), e depois entrega-la em períodos de pontas e cheias de carga a preços superiores. O armazenamento de eletricidade proporcionou diversas vantagens aos operadores de rede, nomeadamente, como já foi referido, a capacidade de explorar diferenças de preços de mercado, a utilização ideal da capacidade e geração a menor custo. Para além de que, utilizando capacidades positiva e negativa, é possível facultar serviços ao sistema. Esta vertente é útil considerando que, com a introdução de mais produção descentralizada, serão exigidos serviços de sistema adicionais.

Muitas unidades de armazenamento conseguem fornecer serviços a nível reserva operacional com bom desempenho e, em alguns casos, melhor até que os recursos de geração que os forneceriam [39]. Nesta perspetiva, a quantidade de reserva girante, comparativamente à reserva não girante, para todas as diferentes categorias devia ser avaliada tanto economicamente como operacionalmente.

Os sistemas de armazenamento podem ser usados tanto no caso de o consumo não conseguir ser satisfeito pela capacidade de geração a que é possível recorrer, como no caso de o volume de geração de eletricidade não controlável exceder temporariamente o consumo.

Estes dispositivos são também capazes de oferecer algum alívio à rede quando ocorrem sobrecargas em nós ou subsecções, por exemplo em situações em que as redes não são capazes de aceitar injeção de potência de sistemas de energia eólica e solar ou alimentar centros de consumo em regiões distantes.

Uma vez que os padrões das flutuações da produção renovável e do consumo são distintos, pode também ser necessário fornecer capacidade de armazenamento para intervalos de tempo de diferentes durações. Por exemplo, no caso de flutuações na alimentação, ou mudanças rápidas de ventos, podem ser necessárias compensações dentro de intervalos de alguns minutos; já no caso da geração a partir de painéis fotovoltaicos, o intervalo temporal a considerar seria diário; para casos que ocorram períodos de contínuos ventos fortes ou fracos, podem-se considerar intervalos de múltiplos dias, ou até semanas; e, por fim, podem ainda ser considerados intervalos sazonais.

Outro aspeto a considerar é a limitação que pode ser imposta à produção eólica. A nível económico, apesar de com níveis baixos de potência eólica o armazenamento não se demonstrar económico do ponto de vista de custos de combustível, a partir de um ponto em que haja uma quantidade grande o suficiente de potência eólica instalada, a quantidade de energia eólica que terá de ser limitada em certos períodos demonstra que o sistema é sensível

a ter armazenamento para reduzir custos de combustível [40]. O armazenamento de energia oferece o benefício tanto de possibilitar uma redução da limitação de produção aumentando a demanda de energia [29], como a capacidade de armazenar o excedente de energia relativamente aos limites impostos para uma operação fiável e segura.

A utilização de dispositivos de armazenamento para mitigar a incerteza e a variabilidade é particularmente valiosa para sistemas elétricos isolados, enquanto em sistemas interligados, certos critérios económicos possam ser uma barreira para investir em novos dispositivos de armazenamento. No caso dos sistemas isolados, A variabilidade rápida da produção verificada numa escala temporal menor que um minuto é provável que introduza oscilações significativas na frequência da rede. A mitigação destes efeitos tão indesejados que podem levar a instabilidade no sistema pode ser alcançada através da utilização de sistemas de armazenamento de energia que sejam capazes de oferecer grande capacidade de variação e elevadas taxas de rampa como resultado da operação contínua que é necessária para a modulação de potência rápida e efetiva. As soluções de armazenamento de energia baseadas em volantes de inércia, supercondensadores ou sistemas de armazenamento magnéticos são as tecnologias predominantes para situações em se consideram uma escala temporal pequena [41, 42].

Em sistemas interligados, as unidades de armazenamento como armazenamento hídrico ou sob a forma de ar comprimido podem ter um papel importante na gestão da variabilidade e incerteza das fontes renováveis [42]. Hedegaard e Meibom [43] examinaram a aplicação de diferentes tecnologias para equilibrar a energia em diferentes escalas temporais. Os autores analisaram varias tecnologias (baterias, centrais hidroelétricas com bombagem, eletrólise combinada com células de combustível, etc.) e concluíram que todas são adequadas para o equilíbrio intrahorário e intradiário. Os dispositivos de ar comprimido, hidroelétricas com bombagem e células de combustível mostraram potencial para horizontes de vários dias seguintes e sazonais.

De seguida serão apresentadas algumas tecnologias de armazenamento preponderantes na atualidade. A sua descrição foi feita seguindo de perto o relatório realizado pela equipa de investigação do Deutsche Bank acerca do estado da arte dos sistemas de armazenamento de eletricidade [33].

Para além das tecnologias apresentadas de seguida existem outras alternativas para armazenar energia como, por exemplo, na forma de tanques de água quente, ou esquemas de aquecimento, sendo esta uma das formas mais eficientes a nível de custo, apesar de a sua aplicação estar limitada a um ambiente onde a dissipação de calor nas áreas adjacentes seja útil [44].

A. Centrais Hidroelétricas com Bombagem

As centrais hidroelétricas com bombagem têm a capacidade de utilizar eletricidade para bombear água de um reservatório inferior para um outro situado a uma altura mais elevada. Tirando partido deste princípio em períodos que existe excesso de produção conjugado com um baixo consumo, consegue-se transferir a produção elétrica para outros períodos, sendo esta armazenada sob a forma de energia potencial. Esta pode depois ser usada em períodos de maior demanda. O volume que pode ser armazenado depende do tamanho do reservatório, do *output* das turbinas e na diferença de alturas.

Este tipo de centrais tipicamente utiliza energia produzida por fontes eólicas em períodos de baixo consumo para bombear a água para o reservatório.

A maior vantagem apresentada pelas centrais com bombagem é a sua flexibilidade. Por exemplo, uma central normal é capaz de chegar à sua máxima performance entre 75 e 110 segundos e ser desligada e mudada totalmente para modo de bombagem em aproximadamente 3 minutos. Centrais particularmente flexíveis conseguem até levar as turbinas e bombas do estado estacionário até carga máxima em apenas 30 segundos.

No caso de existirem vários tubos é possível turbinar e bombear simultaneamente o que possibilita que se ajuste o *output* de forma positiva ou negativa.

Tem vindo a ser discutida a possibilidade de usar centrais com bombagem subterrâneas em minas desmanteladas ou escavações feitas para este propósito. O princípio de funcionamento seria o mesmo, mantendo dois reservatórios em diferentes níveis, com cabos a ligar as suas cavidades.

B. Armazenamento de Energia sob a Forma de Ar Comprimido

Os sistemas de armazenamento de ar comprimido usam eletricidade para comprimir ar entre 40 e 120 *bar* e arrefecem-no usando elementos adequados para o efeito. Esta energia convertida é armazenada em cavidades entre 700 e 900 metros abaixo do solo, na forma de gás pressurizado. A descompressão reconverte o gás, a partir de um processo em que o ar tem de ser aquecido previamente antes de fluir através de turbinas de gás modificadas. As variantes deste sistema, que são operacionais ou da fase de planeamento, diferem em relação ao método de aquecimento empregue e no modo como as perdas por calor são geridas na compressor e na turbina.

Um sistema de armazenamento através de ar comprimido pode ser diabático, no qual é usado como combustível gás ou óleo para aquecimentos do ar durante o processo de expansão. Pode ser melhorado através do uso de um recuperador, que recupera o calor da exaustão produzido na turbina pelo processo alimentado a gás, com o objetivo de reutilizar esse calor para pré-aquecer o ar. Este *upgrade* consegue melhorias de eficiência na ordem dos 12%. Os sistemas diabáticos são usados comercialmente para valorização do preço da eletricidade. Para além disso, estes dispositivos também fornecem serviços de sistema.

Os sistemas adiabáticos avançados correspondem a um desenvolvimento posterior que tem como objetivo recuperar e armazenar o calor gerado pelo compressor durante o processo de compressão. Usando-o para aquecer o ar durante o processo de descarga, pretende-se substituir o procedimento que é alimentado a gás adicional. A função adiabática implica um salto tecnológico para um tipo praticamente novo de sistema de armazenamento. Estes sistemas ainda se encontram em fase de desenvolvimento.

Os sistemas de armazenamento de ar comprimido proporciona uma operação bastante flexível e o seu arranque é semelhante ao das turbinas a gás, visto que a tecnologia é idêntica. São até mais flexíveis que as centrais a gás ou vapor se forem usadas turbinas mais simples, pequenas e consequentemente mais flexíveis. Nos novos sistemas adiabáticos avançados, é expectável que se consiga arrancar as turbinas e compressores de 0 a 100 no intervalo de 10 a 15 minutos.

C. Armazenamento de Hidrogénio e Metano

A desvantagem dos sistemas de armazenamento mecânicos para já é a sua falta de, ou limitada, capacidade de armazenamento a longo termo. À exceção de grandes centrais de armazenamento, estes são projetados para operarem em ciclos de armazenamento de horas ou alguns dias, não sendo capazes de compensar períodos longos (semanas) de ventos fracos ou flutuações sazonais. No entanto, é este tipo de função que será necessária no futuro. A conversão de energia em gás pode ser a solução para este problema.

O hidrogénio (H_2) pode ser produzido através da água e eletricidade a partir de eletrólise. Este elemento tem uma elevada densidade energética e pode ser armazenado em cavernas praticamente sem perdas e em quantidades virtualmente ilimitadas por períodos também ilimitados. Estas características tornam-no extremamente adequado para o armazenamento de energia por períodos de semanas ou estações.

O hidrogénio pode depois ser convertido novamente para eletricidade usando células de combustível, turbinas de gás ou motores a gás. O facto de ser possível reverter a mistura de hidrogénio e metano em eletricidade em centrais de gás e vapor constitui uma grande vantagem, de se conseguir usar tecnologia amadurecida sem haver necessidade de desenvolvimentos adicionais ou de construção de novas infraestruturas. Alternativamente, também é possível incluir a combustão de hidrogénio em centrais de carvão ou biomassa.

Existe uma certa variedade de tecnologias de produção eletromecânica, das quais a mais frequentemente usada e mais barata é a eletrólise alcalina. Esta é atualmente usada para aplicações industriais e tem um *output* de alguns *megawatts*, mas tem algum potencial de otimização para uso comercial, baseado no seu baixo consumo, mesmo com eletrólise de altas temperaturas, apesar de os protótipos ainda apresentarem um período de vida útil curto.

Na compensação negativa de carga a eficiência do eletrolisador pode desviar-se da performance ótima e baixar para os 8,5%. Porém, esta situação não se apresenta muito

problemática na compensação sazonal, quando flutuações temporárias podem ser compensadas por outros tipos de armazenamento. As reações à variação de carga e mudança de nível de produção ocorrem quase instantaneamente em todo o período de carga parcial, e tanto o arranque de 0% a 100% como a paragem de 100% a 0% são alcançáveis em menos de 15 minutos (mais rápido do que com turbinas a gás).

Para além das várias possibilidades a nível de armazenamento, o transporte de hidrogénio através de tubagens pode ser alvo de interesse da indústria energética. Não é esperada uma volatilidade significativa ou problemas a nível de degradação de desempenho, se o hidrogénio representar até 5% do volume, sendo que a médio prazo esta proporção pode subir para entre 10 e 20%.

Espera-se que as turbinas a hidrogénio sejam capazes de atingir o mesmo nível de eficiência que as centrais a gás e vapor atuais. Atualmente os inconvenientes são o custo, os complexos sistemas de engenharia e o facto do tamanho das centrais ser abaixo do *megawatt*. Por outro lado, a sua flexibilidade e excelente comportamento a carga parcial são ideais para suavizar operações diárias.

O gás natural consiste quase inteiramente de metano que, levando o processo eletromecânico um nível acima, pode ser produzido a partir de H_2 . O produto da reação, que usa CO_2 do ar e de gases de escape, tem uma ainda maior densidade energética e menor volatilidade. Assim como o hidrogénio, o metano pode ser usado como matéria-prima industrial, como combustível de aquecimento ou como combustível para veículos. A tecnologia para o uso de metano nestas aplicações é também mais evoluída. A maior desvantagem é que o estado mais problemático do armazenamento, a eletrólise, não pode ser contornado e tem de ser feita uma transformação adicional.

D. Eficiência e Custos de Investimento

As centrais com bombagem mais evoluídas são, de longe, a forma de armazenamento e descarga de eletricidade com melhor eficiência global. Dependendo da idade e da configuração (por exemplo diferenças de alturas dos reservatórios e tamanho), os níveis médios de eficiência das centrais alemãs deste tipo encontram-se na ordem dos 70-80%. Dependendo do *design*, centrais eficientes perdem aproximadamente 12% da energia durante operações de bombagem e 8% quando turbinam. Apenas os sistemas de armazenamento de ar comprimido adiabáticos avançados com eficiência na ordem dos 70% que conseguem entrar na mesma gama de eficiência das centrais hidroelétricas com bombagem mais fracas. As perdas nesta tecnologia são de aproximadamente 20% enquanto carregam e 13% na descarga. Os processos eletromecânicos são ainda relativamente ineficientes. Conseguem-se eficiências de 70-82% com eletrólise alcalina. Apesar de virtualmente não haver perdas durante o armazenamento em cavernas, as turbinas de gás e células de combustível apresentam perdas de 60% e 45-55% respetivamente, o que se traduz numa eficiência global de 39-49%. Perdas energéticas de 18-

25% reduzem a eficiência do armazenamento baseado na metanização para 33-40% com a tecnologia disponível na atualidade.

O investimento de capital para centrais com bombagem varia consideravelmente e está atualmente estimado em 800-1300€ por kW de potência instalada. Dependendo da capacidade, o custo dos sistemas de armazenamento de ar comprimido diabáticos é comparativamente baixo, entre 500 e 800€ por kW. No caso dos adiabáticos avançados o custo será 30-40% mais elevado, entre 700 e 1000€ por kW, devido ao investimento adicional necessário para acumuladores e permutadores de calor. Claro que os custos de desenvolvimento farão com que as primeiras centrais sejam mais caras (1000-1400€ por kW). Mas, apesar de serem frequentemente ligadas e desligadas, as centrais de armazenamento de ar comprimido tem um período de vida relativamente elevado. Com manutenção regular devem conseguir passar do iniciais 30 anos de serviço apontados pelos seus operadores, para durarem o mesmo que centrais alimentadas a gás, isto é, entre 40 e 50 anos. De momento, o armazenamento de hidrogénio e metano é o mais caro, sendo que o custos de eletrolisadores e centrais de metanização são estimados em aproximadamente 1000€ por kW. O tempo de vida do sistema de eletrólitos é, no presente, de aproximadamente 20 anos. Com um tempo de serviço de até 40-45 anos para as turbinas de gás e a praticamente ilimitada vida do armazenamento em caverna, os componentes de reconversão e armazenamento são de longe mais robustos.

Relativamente a custos, o armazenamento de eletricidade de renováveis só será benéfico a médio-prazo. Antes disso, pode ser sensato usar centrais a gás para assegurar o fornecimento, mesmo que as centrais sejam subutilizadas e que a eletricidade vindas das renováveis sofra um colapso parcial. Para além de disso, como tecnologia de transição, as centrais a gás e vapor são também muito compatíveis com soluções de armazenamento a longo prazo - hidrogénio e metano.

3.4 - Planeamento de Flexibilidade

O planeamento de operação segura de um sistema é tradicionalmente deixado para os investidores na geração e operadores de sistema, uma vez que é pressuposto que se existir capacidade suficiente o sistema pode ser operado fiavelmente.

Ma et al. [45] desenvolveram uma metodologia de escalonamento de unidades e de construção que determina o portefólio ideal de centrais e o tempo adequado para iniciar a construção de cada um desses recursos.

3.4.1 - Adequação de Capacidade

A fiabilidade de um sistema elétrico é dividida em dois aspetos básico: segurança do sistema e adequação do sistema. Um sistema é seguro se conseguir suportar a perda de componentes-chave do fornecimento de energia como geradores ou linhas de transmissão. A adequação do

sistema de geração refere-se à determinação se existe capacidade instalada suficiente para dar resposta à carga. Esta adequação é alcançada através da combinação de diferentes geradores que possam ter características significativamente diferentes. O valor da capacidade de determinado gerador pode ser definido como a quantidade de carga adicional que pode ser servida devido à adição desse gerador, mantendo os mesmos níveis de fiabilidade existentes. É imperioso determinar a adequação de capacidade do sistema. Esta pode ser usada por engenheiros de sistemas para avaliar o risco de existir défice de capacidade de geração. Nos últimos anos tem ganho importância devido à maior incerteza decorrente da disponibilidade de energia eólica, que varia em função das condições meteorológicas locais [18].

Métricas de adequação da geração, tais como o risco de perda de carga (*loss of load expectation* - LOLE), a energia não fornecida expectável (*expected energy not served* - EENS) ou análise de bem-estar são medidas *standard* pelas quais um plano é avaliado e serviram bem a indústria até à data. Estes métodos fazem algumas suposições gerais: a primeira é que o deslastre de cargas só ocorrerá durante períodos de capacidade insuficiente, tanto de geração como da transmissão.

Esses métodos podem incluir um critério de reserva onde as restrições operacionais são incluídas. Critérios determinísticos como níveis de capacidade de reserva fixos são baseados em heurísticas e são de implementação simples, e como tal muitos sistemas elétricos utilizam exclusivamente critérios determinísticos no planeamento a longo prazo. A margem de capacidade pode ser definida em estudos de planeamento usando métricas determinísticas com a perda da maior unidade (*loss of largest unit* - LLU), ou métodos probabilísticos como um valor de LOLE alvo. A análise de bem-estar considera ambos os critérios probabilísticos e determinísticos na avaliação da adequação dos recursos de sistema planeados, e resulta num conjunto de índices que descrevem a adequação do sistema como um de três resultados possíveis: saudável, marginal ou em risco.

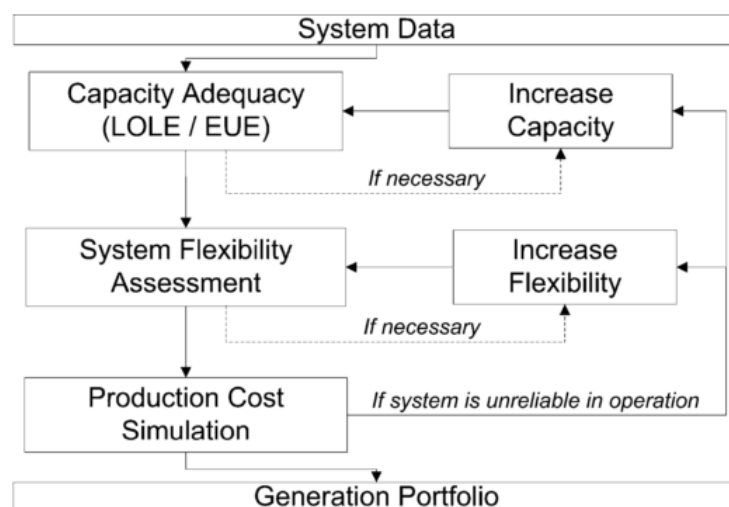


Figura 3.1 - Desenvolvimento de cenários no planeamento de geração [1]

A inclusão de uma etapa de avaliação da flexibilidade do sistema, antes de se proceder com estudos de integração, pode apressar o processo de planeamento através da identificação das características dos recursos que são exigidos pelo sistema, como apresentado na Figura 3.1.

Devido aos erros de previsão de consumo e produção variável e à incerteza associada quando a adequação do sistema com a integração de geração variável foram desenvolvidos novos métodos de planeamento a longo prazo, levando aos estudos de integração de geração variável.

3.4.2 - Estudos de Integração

Um desafio da atualidade enfrentado por vários sistemas elétricos reside no planeamento de uma operação segura e fiável com a integração de grande penetração de geração variável. É necessário avaliar a capacidade de um sistema existente integrar com sucesso um nível de penetração de geração variável desejado. Este teste passa pelo cálculo da flexibilidade do sistema para gerir períodos de grande variabilidade.

Os sistemas elétricos devem ser à partida suficientemente flexíveis para lidar com perfis de carga variáveis, portanto baixos níveis de geração variável conseguem ser integrados com um esforço mínimo. Porém, à medida que a penetração de geração variável no sistema aumenta, os recursos flexíveis terão de ser, primariamente, utilizados de um modo otimizado, e depois alargados, de modo a aumentar a capacidade de flexibilidade de recursos.

Os estudos de integração têm sido utilizados em muitos sistemas elétricos que procuram uma elevada penetração de geração variável [1]. Estes tendem a focar-se na compreensão do impacto da geração variável na operação diária do sistema e no reforço da transmissão requerido. Este tipo de aproximação é utilizada para se assegurar que é fornecida alguma reserva suplementar para lidar com a variabilidade adicional causada pela crescente geração variável.

O aumento da penetração de geração eólica nos últimos anos originou alguns desafios nos cálculos necessários para facilitar a integração de energia eólica de forma a manter os níveis existentes de segurança de fornecimento. Um cálculo-chave neste processo é o crédito de capacidade ou valor de geração eólica. O crédito de capacidade pode ser definido como a quantidade de capacidade de geração convencional segura que pode ser substituída por capacidade de geração eólica, de modo a manter os níveis existentes de segurança de fornecimento [46].

O departamento de integração de renováveis variáveis da agência internacional de energia (GIVAR) tem procurado desenvolver uma metodologia de avaliação da flexibilidade de alto nível para sistemas com pouca experiência de geração variável, que não necessite de dados do sistema extensivos e que não utilize sistemas de simulação computacionalmente exigentes [25]. A *Flexibility Assessment Tool* (FAST) calcula o potencial de penetração de geração variável de

um sistema pela estimação da quantidade de flexibilidade disponibilizada pela representação dos recursos do sistema. A estimativa do potencial de penetração de geração variável é baseada por um número de parâmetros quantitativos e qualitativos e suposições operacionais que podem não ser verdadeiras para certos sistemas, e uma análise mais detalhada pode ser necessária antes de serem feitos investimentos ou decisões políticas.

Sousa e Martins apresentaram uma metodologia, baseada num modelo de otimização multiobjectivo, de auxílio ao processo de decisão das políticas de energias renováveis a partir do estabelecimento do *mix* energético ótimo, considerando várias tecnologias (hidroelétricas, fotovoltaicos e eólicas). Essa metodologia foi aplicada ao sistema elétrico português, do qual resultou o seguinte *mix* ótimo de capacidade instalada de energias renováveis: 87,5% de centrais hidroelétricas, 7,7% de eólicas e 4,6% de fotovoltaicos. Como termo de comparação, o caso real possui: 60,6% de centrais hidroelétricas, 38,9% de eólicas e 0,4% de fotovoltaicas.

3.5 - Avaliação da Flexibilidade

Dada toda a informação obtida através da simulação de um sistema elétrico, a simples contagem do número de períodos por ano que a carga líquida não consegue ser satisfeita devido à falta de capacidade de rampa é o indicador mais básico de planeamento de flexibilidade de um sistema.

A medida mais fundamental do equilíbrio entre carga e geração é a frequência do sistema. O desvio da frequência do sistema do valor nominal por períodos prolongados durante eventos de rampa da carga líquida indica a falta de capacidade de um sistema organizar os seus recursos para responder às *ramp rates* da carga líquida. No entanto, apesar da frequência do sistema ser um indicador útil em operações em tempo real, esta não consegue prever o estado da flexibilidade do sistema no futuro imediato.

As soluções de EU e DE conseguem também evidenciar a escassez ou não de flexibilidade num sistema. Por exemplo, num sistema com flexibilidade insuficiente, as centrais nucleares ou a carvão inflexíveis podem necessitar de variar muito a sua produção ou aumentar o número de vezes que são ligadas e desligadas num ano. Um aumento do número de vezes que são ligadas pode ser causado pelo aumento da variabilidade da carga líquida, ou níveis mínimos de geração estável relativamente elevados por parte dessas unidades.

Adicionalmente, quando é imposta uma limitação da geração variável, a quantidade de energia de recursos de geração variável cerceada indica que foi alcançado um limite operacional no sistema, e que a limitação da produção proveniente de geração variável foi considerada necessária por motivos de custo ou de estabilidade do sistema. Em sistemas flexíveis, poucas serão as ocasiões em que a limitação de geração variável será necessária, enquanto os sistemas inflexíveis poderão, por exemplo, limitar a produção eólica durante a noite para que o ciclo de arranque das unidades inflexíveis, que estão na base do diagrama de cargas, possa ser reduzido. A magnitude, o *timing* e a duração das limitações de geração

variável evidenciam esses períodos em que o sistema tem falta de flexibilidade, e a causa do problema de flexibilidade.

3.5.1 - Métodos de Avaliação da Flexibilidade

Enquanto métricas que se concentram nas necessidades de flexibilidade e na disponibilidade da flexibilidade separadamente oferecem algumas conclusões acerca da flexibilidade de um sistema, estas não contemplam as restrições operacionais e de transmissão. Uma vez que essas restrições de sistema podem ter um grande papel na determinação da flexibilidade de um sistema, a sua inclusão é crítica para avaliar a flexibilidade global de um sistema.

Os operadores de sistema devem então calcular a flexibilidade disponível na hora seguinte e compara-la com os valores das previsões da carga líquida. Isto essencialmente compara a capacidade de rampa do sistema e as previsões de carga de forma a determinar se os recursos atuais conseguem dar resposta à rampa da carga líquida mesmo se existisse um grande erro de previsão. Os erros de previsão são estimados a partir de dados históricos de erros de previsão de vento.

A. Flexibilidade Requerida

Os valores históricos da carga do sistema e da produção variável oferecem uma perspetiva imediata do potencial de futuros requisitos de flexibilidade.

A previsão de carga e da geração renovável, através da tradução de dados de clima em geração variável, determinam características da carga líquida prevista e são a primeira pista de que recursos serão necessários. A magnitude e distribuição temporal das variações na carga líquida indicam o tipo de recursos flexíveis que podem ser necessários.

A agregação e as características de produção de cada tecnologia de geração variável irão determinar a frequência de ocorrências e a previsibilidade de grandes variações na produção proveniente de geração variável. Métricas como o desvio padrão da geração variável e da carga líquida, a variação máxima na carga líquida num determinado período e a variação máxima da carga líquida a uma determinada hora do dia são indicadores importantes do tipo de flexibilidade que pode ser necessária no futuro.

B. Flexibilidade Disponível

A determinação da suficiência de flexibilidade para determinado cenário passa pela deliberação se o sistema é suficiente flexível para responder às variações de carga líquida através da simulação de despachos dos recursos disponíveis, considerando a incerteza associada à disponibilidade desses recursos, ao *timing* das falhas de serviço e às restrições operacionais e económicas do procedimento de despacho. A escassez de flexibilidade de um sistema pode

ser avaliada através do cálculo direto da propensão de um sistema não conseguir responder a variações na carga líquida dentro de um tempo estabelecido, ou pela análise de variáveis que podem ser vistas como sintomas de inflexibilidade do sistema.

Muitos sistemas elétricos de energia fazem a avaliação da capacidade de rampa disponível. Esta pode ser dada pela taxa de rampa do sistema ou pela energia disponíveis num determinado tempo. Assumindo que não ocorrerão falhas de serviço dos recursos num futuro próximo, este é o indicador mais básico da flexibilidade disponibilizada pelos recursos do sistema, antes das restrições relacionadas com a rede de transmissão e com a operação do sistema serem incluídas.

Contudo, a flexibilidade de um sistema depende do estado de cada recurso e, como tal, é necessária informação detalhada de cada recurso. Os recursos disponíveis para gerir a evento de rampa de 15 minutos são diferentes daqueles disponíveis para dar resposta a rampas que duram 6 horas, e como tal devem ser considerados separadamente. A avaliação básica do efeito de um recurso num sistema dependerá da avaliação precisa da flexibilidade do sistema, com e sem cada recurso. O impacto de falhas de serviço na geração nos requisitos de flexibilidade é destacado pelo *forced outage rate* de cada recurso. Uma vez que falhas de serviço requerem flexibilidade adicional dos recursos do sistema que restam, o número de recursos e as taxas de saída de serviço forçada de recursos são importantes tanto na perspetiva da capacidade como da flexibilidade.

A avaliação da capacidade de um sistema equilibrar continuamente carga e geração requer modelos operacionais seguidos por análise estatística, em vez de uma solução analítica como a dada pelo LOLE, por exemplo. O grau de liberdade envolvida no cálculo de flexibilidade é então muito maior do que os do cálculo de adequação de capacidade. O NERC [47] e a IEA [25] fornecem comentários detalhados acerca desses fatores que influenciam a flexibilidade do sistema.

Um desenvolvimento futuro para as métricas operacionais será a consideração da flexibilidade necessária pela falha de recursos de geração e variações na carga líquida. Uma metodologia possível para alcançar isto passa pela adaptação da metodologia proposta em [1]. A cada instante, o estado de cada recurso flexível pode ser representado com um processo de Markov de dois estados. Para a flexibilidade ascendente e no estado “disponível”, um recurso pode fornecer a flexibilidade disponível calculada, com a probabilidade de essa unidade permanecer em serviço durante o período em questão (exemplo: um gerador consegue fornecer 100MW na próxima hora com uma probabilidade de 0.99). No estado “indisponível”, o recurso necessitará que seja cedida flexibilidade adicional igual à produção atual do recurso, com a probabilidade deste falhar durante o período em questão (exemplo: 300MW na próxima hora com uma probabilidade de 0.01). Da mesma forma, pode ser desenvolvido um modelo para as rampas descendentes, podendo também ser incluídos recursos que podem tanto consumir como produzir. A convolução dos modelos de todos os estados para cada recurso resulta na função

de distribuição cumulativa de flexibilidade disponível nesse instante, incluindo a possibilidade de falhas de serviço.

Métricas como as presentes em [48] destacam a capacidade de um sistema fornecer a reserva que foi determinada. Índices de risco que mostram que um requisito de reserva é frequentemente não correspondido indica um sistema inflexível, ou um sistema com grande necessidade de flexibilidade.

Menemenlis et al. [49] propõem uma métrica de flexibilidade baseada na comparação de reservas de balanço fornecidas por soluções de EU e de DE para preparar um conjunto de cenários de carga e de geração variável. Calculando a soma das probabilidades para todos os cenários correspondidos de determinada solução aos problemas de EU calculados para cada cenário, pode ser determinado o índice de flexibilidade para cada solução. Tal aproximação pressupõe o cálculo de mais que um cenário de EU para cada período. Apesar da maioria dos sistemas não empregar atualmente um algoritmo de EU estocástico, a utilização deste pode aumentar a flexibilidade resultante, a baixo custo, para além de possibilitar a medição de flexibilidade proposta. Contudo, a introdução de EU estocásticos aumenta grandemente o esforço computacional necessário.

As métricas de flexibilidade podem ser divididas em duas classes distintas, baseadas nas aplicações a que estão destinadas. As métricas foram desenvolvidas para fornecer informação aos responsáveis por operações em tempo real e as destinadas aos intervenientes no planeamento a longo-prazo.

O problema da flexibilidade já foi endereçado a partir de planeamento a longo prazo de reservas operacionais [48], aplicando uma simulação de Monte Carlo sequencial da carga, vento e geração hídrica, combinada com EU e DE, para avaliar uma série de métricas de fiabilidade para o sistema.

Ao contrário do planeamento de adequação da geração, o horizonte temporal considerado tem um papel importante na avaliação da flexibilidade. As mudanças da carga raramente são uniformes quando se consideram períodos longos e, como tal, é importante compreender a flexibilidade do sistema no decorrer de diferentes horizontes temporais compatíveis com a duração das variações da carga líquida. A direção das mudanças na carga líquida é também importante para a flexibilidade visto que recursos que estejam a funcionar a máxima carga só podem contribuir quando houver diminuição de carga, ao contrário dos recursos que estão fora de funcionamento que podem apenas contribuir para a flexibilidade durante períodos em que a carga é crescente.

3.5.2 - Método de Avaliação da Flexibilidade Através do IRRE

Apesar de não ter sido aplicado esta metodologia até ao cálculo do índice que retrata a probabilidade de disponibilidade de rampa insuficiente (*insufficient ramping resource expectation* - IRRE), considerou-se importante expor este método pelo facto de ter sido utilizado parcialmente para a determinação da flexibilidade disponível em despachos reais históricos do sistema elétrico português nos testes. Para além disso, o método desenvolvido para avaliação da flexibilidade máxima apresentado em 3.5.3 também utiliza várias restrições semelhantes às deste método.

Esta metodologia, apresentada por O'Malley et al. [1], é destinada a medir a flexibilidade de um sistema elétrico com finalidade de intervir no planeamento a longo prazo e é derivada de métricas de adequação de geração tradicionais. A exposição do método é feita seguindo de perto o artigo referido.

Adaptando a metodologia do LOLE pode ser obtida uma estimativa análoga da inaptidão do sistema para fornecer a flexibilidade requerida. O cálculo do LOLE pode ser dividido em dois processos. Em primeiro lugar é construído um modelo de recursos, chamado de tabela de probabilidade de insuficiência de capacidade, que apresenta uma distribuição de probabilidade de capacidade de geração indisponível, a partir das características das unidades produtoras. É possível então calcular a probabilidade de perda de carga a partir desta distribuição somando as probabilidades dos pontos onde haverá capacidade insuficiente.

A probabilidade de capacidade de rampa insuficiente (IRRE) corresponde ao número expectável de situações em que o sistema elétrico não será capaz de corresponder às alterações da carga, previstas ou imprevistas. Este cálculo segue um modelo idêntico ao do LOLE, apresentando porém uma distribuição dos recursos de flexibilidade disponíveis para cada direção e horizonte temporal, em vez de encontrar a distribuição da indisponibilidade de geração. A partir deste índice pretende-se:

1. Quantificar a capacidade do sistema responder a variações rápida da carga, geração variável, e saídas de serviço de unidade geradores num contexto de planeamento a longo-prazo;
2. Minimizar os requisitos de dados e esforço computacional, enquanto considera propriamente as restrições do sistema;
3. Permanecer independente de definições de reserva para assegurar a sua aplicabilidade em muitos sistemas.

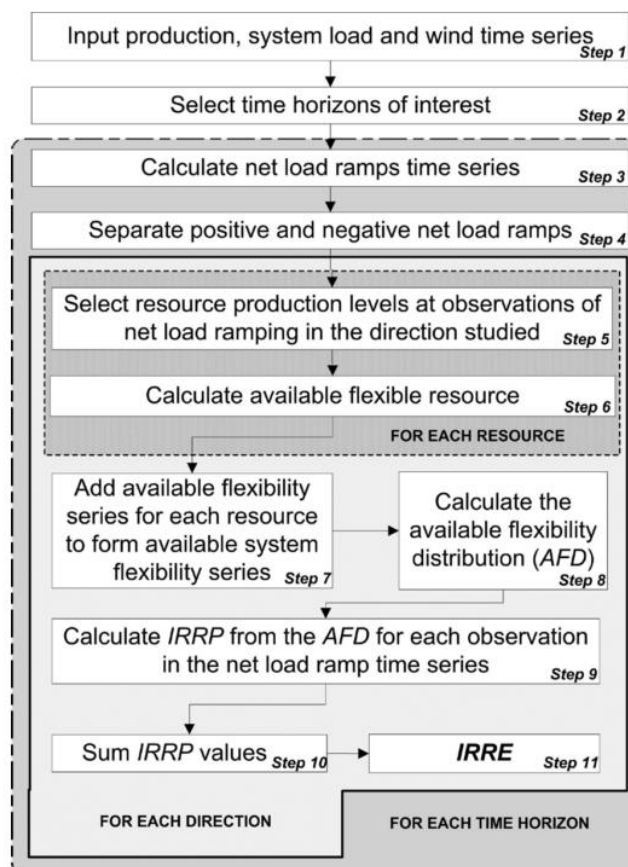


Figura 3.2 - Algoritmo de Cálculo do IRRE [1]

A métrica deve complementar os cálculos de adequação de capacidade e simulação da operação do sistema na fase de planeamento.

A. Preparação de Dados

Para se calcular a flexibilidade de um sistema são requeridas as características operacionais de cada gerador (no caso do LOLE apenas é necessário a potência nominal e a taxa de avarias), nomeadamente: as potências mínima e máxima nominais, tempo de arranque, probabilidade de saída de serviço forçada e o nível de produção. As séries temporais de produção são necessárias visto que a flexibilidade disponível está limitada pela potência máxima nominal e pela produção instantânea no sentido ascendente, e entre a produção instantânea e o estado fora de serviço ou limite mínimo de produção no caso da flexibilidade descendente, assumindo horizontes temporais suficientemente longos para atingir esses patamares.

As séries temporais das rampas da carga da rede são calculadas para cada horizonte temporal e separada em duas séries temporais, uma para rampas de carga ascendentes, outra para descendentes. Esta separação do despacho de recursos, dependendo da direção das rampas a cada instante, assegura que qualquer correlação entre a flexibilidade disponível e as rampas da carga da rede seja contabilizada.

B. Modelos de Recursos

As técnicas de adequação de capacidade assumem que a disponibilidade de um recurso é uma variável independente aleatória. No entanto, uma vez que a flexibilidade de um sistema é determinada tanto pelos atributos físicos dos seus recursos como pela sua operação, os recursos não podem ser considerados independentes e a correlação temporal entre a flexibilidade dos recursos tem de ser preservada, o que incompatibiliza um modelo de múltiplos estados de flexibilidade de um recurso.

A flexibilidade disponibilizada por cada recurso pode ser obtida a cada momento pela análise das séries temporais de produção, históricas ou simuladas. Uma vez que a flexibilidade de uma unidade depende grandemente no estado operacional de cada recurso, o planeamento a longo-prazo tem de considerar agora os limites na disponibilidade de flexibilidade derivados de restrições operacionais. As séries temporais de produção são necessárias para se retratar a flexibilidade máxima teórica que cada recurso pode fornecer, antes da aplicação de restrições técnicas.

A flexibilidade de recursos em cada sentido pode ser calculada em relação à carga crescente ou decrescente, e o procedimento da sua determinação é explicitado na figura 3.2, que retrata o output de uma unidade de produção a gás natural de 100MW durante um período de 24h, com uma resolução de 15 minutos, onde é apresentada a flexibilidade (ascendente e descendente) desta unidade a cada ponto.

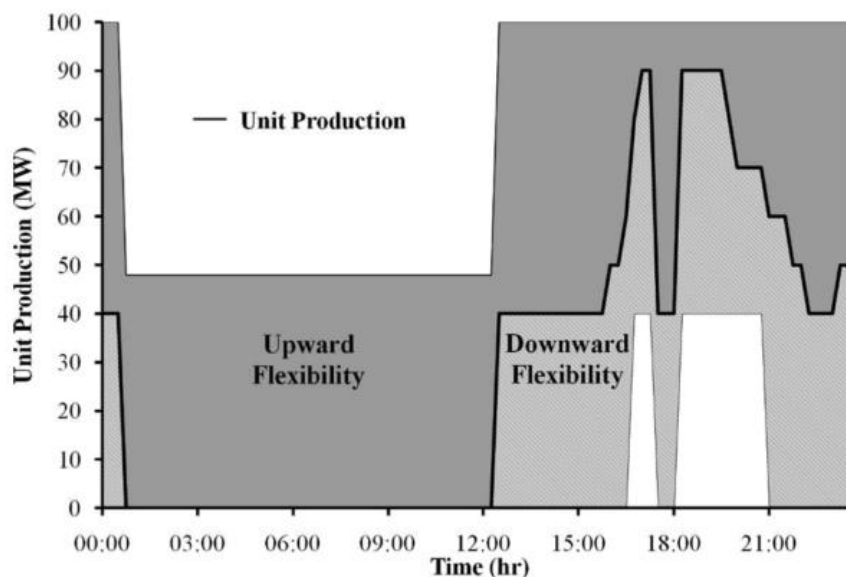


Figura 3.3 - Exemplo: Flexibilidade disponível em relação à produção de uma unidade a gás natural de 100MW [1]

O cálculo da flexibilidade ascendente disponibilizada por cada unidade em observação na série temporal da produção é realizado a partir das seguintes equações:

$$Flex_{t,j,i,+} = RR_{j,+} * (i - (1 - Online_{t,j}) * S_j) \quad (3.2)$$

Sujeito a:

$$Prod_{t,j} + Flex_{t,j,i,+} \leq Gen_{MAX,j} \quad (3.3)$$

$$Prod_{t,j} + Flex_{t,j,i,+} \in \mathbb{R} \setminus (0, Gen_{MIN,j}). \quad (3.4)$$

Onde:

- $Flex_{t,j,i,+}$: flexibilidade positiva, correspondente à unidade u , no horizonte temporal i ;
- $RR_{j,+}$: ramp rate ascendente;
- $Gen_{MAX/MIN,j}$: valores máximo e mínimo de produção estável;
- $Online_{t,j}$: variável binária que determina se a unidade de geração se encontra ligada;
- S_j : tempo de arranque.

Como é evidente, no caso de o recurso estar no seu máximo de produção, ou em falha, não pode fornecer flexibilidade positiva. Quando o recurso está desligado não pode fornecer qualquer flexibilidade, a não ser que o seu tempo de arranque seja inferior ao horizonte temporal e que tenha tempo de atingir o valor mínimo de produção estável. Em carga parcial ou máxima, a flexibilidade disponível é limitada pela *ramp rate* descendente assim como pelo limite mínimo de produção estável. O cálculo da flexibilidade descendente é realizado com base nas seguintes equações:

$$Flex_{t,j,i,-} = RR_{j,-} * i * Online_{t,j} \quad (3.5)$$

Sujeito a:

$$0 \leq Prod_{t,j} - Flex_{t,j,i,-} \quad (3.6)$$

$$Prod_{t,j} - Flex_{t,j,i,-} \in \mathbb{R} \setminus (0, Gen_{MIN,j}). \quad (3.7)$$

Após o cálculo da flexibilidade para cada recurso é possível criar um modelo amplo dos recursos do sistema e achar a flexibilidade deste. Esta flexibilidade global provém da adição das séries temporais individuais de cada recurso, resultando numa série temporal da

flexibilidade do sistema que mantém a dependência temporal entre geradores resultante de decisões de DE e EU:

A distribuição da flexibilidade disponível ($AFD_{i,+/-}(X)$) indica a probabilidade de X MW, ou menos, de um recurso flexível estarem disponíveis durante o horizonte temporal i e é calculada a partir da série temporal da flexibilidade do sistema, usando o estimador de Kaplan-Meier.

$$Flex_{t,SYSTEM,i,+/-} = \sum_{\forall j} Flex_{t,j,i,+/-} \quad (3.8)$$

C. Cálculo do IRRE

Com o objetivo de excluir os casos que é requerida exatamente a flexibilidade disponível em $AFD_{i,+/-}(X)$, as rampas da carga da rede devem ser reduzidas para um valor logo abaixo do valor da rampa da carga da rede. Diminuindo-se então, neste caso, 1MW à magnitude de cada rampa da carga da rede a probabilidade de capacidade de rampa insuficiente a cada observação t , para cada horizonte temporal i , é dada por:

$$IRRP_{t,i,+/-} = AFD_{i,+/-}(NLR_{t,i,+/-} - 1) \quad (3.9)$$

Onde,

- $NLR_{t,i,+/-}$: rampa da carga da rede na observação t , em qualquer direção.

A probabilidade de capacidade de rampa insuficiente total resulta da soma dos valores de $IRRP$ em toda a série temporal $T_{+/-}$:

$$IRRE_{i,+/-} = \sum_{\forall t \in T_{+/-}} IRRP_{t,i,+/-} \quad (3.10)$$

A métrica apresentada é baseada num modelo probabilístico dos recursos flexíveis, que assume independência entre as séries temporais da variação de carga e da flexibilidade disponível. Num sistema cujos recursos sejam predominantemente geração convencional, a correlação temporal entre variações da carga da rede e carga da rede em si tende a ser negativa e pequena. A correlação negativa pode ser explicada pela dominância do perfil da carga do sistema no estabelecimento da necessidade de flexibilidade, em que nos períodos de grande demanda, variações negativas são mais prováveis.

São necessários muitos anos de dados para que os valores do $IRRE$ converjam para um resultado estável. O cálculo do $IRRE$ para horizontes temporais curtos depende muito da disponibilidade de dados com uma resolução elevada, o que se pode traduzir em grandes aumentos do esforço computacional.

O $IRRE$ é calculado com base num modelo de flexibilidade disponível durante períodos de aumento, ou separadamente decréscimo, da carga líquida e pela série temporal das rampas da

carga líquida. Através do cálculo da função de densidade cumulativa da flexibilidade disponível, a probabilidade de cada rampa da carga líquida poder ser correspondida pelos recursos do sistema pode ser calculada. O resultado é o número esperado de rampas, ascendentes ou descendentes, para as quais os recursos de rampa disponíveis seriam insuficientes.

Uma vez que a correlação temporal entre a flexibilidade disponível e a flexibilidade necessária é desfeita neste processo, o IRRE pode não representar o número esperado de períodos de flexibilidade insuficiente preciso. No lugar disso, o principal valor do IRRE é destacar horizontes temporais de maior risco, nos quais a magnitude da rampa da carga da rede seja próxima da flexibilidade disponível. Para além disso, a metodologia do *IRRE* constitui uma tentativa de medir a flexibilidade, não só de um recurso de geração, mas da globalidade do sistema elétrico. Uma vez que a flexibilidade é influenciada pela forma como o sistema é operado, o *IRRE* representa o grau de preparação do sistema para dar resposta à variabilidade da carga da rede, prevista ou imprevista.

3.5.3 - Metodologia Desenvolvida Para Estimação da Flexibilidade Máxima

Foi desenvolvido um método que tem como finalidade a quantificação da flexibilidade máxima disponível para um determinado valor de geração. Esse valor de geração é deverá ser correspondente ao da carga líquida, real ou prevista, num determinado instante desejado e despachado pelas unidades disponíveis de forma a se obter o máximo de flexibilidade disponível.

Este método foi desenvolvido tendo por base um modelo de otimização multicritério, mas não considerando a componente multitemporal. Tendo em conta as características das unidades geradoras despacháveis do sistema (térmicas e hídricas), como as suas *ramp rates*, ascendentes R_j^+ e descendentes R_j^- , e valor máximos e mínimos de produção, serão simuladas as máximas variações, ascendentes e descendentes, que cada unidade pode oferecer perante vários cada possível despacho. Para um determinado valor de carga a alimentar P_L , o resultado do modelo será um escalonamento de unidades e despacho ótimos na perspetiva da maximização da flexibilidade disponível num determinado período predefinido.

O objetivo de um problema de despacho económico é determinar o melhor despacho das unidades produtoras, de maneira a ir de encontro às necessidades da carga ao menor custo de operação possível, satisfazendo as restrições do sistema. Na versão primária do modelo desenvolvido não é contabilizado o custo de operação, sendo a quantidade de flexibilidade disponível dentro da janela temporal definida o único critério.

O modelo foi computado usando a linguagem de programação matemática AMPL, usando programação linear, e foram utilizados como ferramentas de simulação o *software* de otimização de alto desempenho CPLEX e GLPK.

Primariamente foi desenvolvido um modelo que não considera custos de operação de cada central despachada, tomando apenas como critério a maximizar a flexibilidade. A flexibilidade

total é definida como a soma da flexibilidade ascendente total e flexibilidade descendente total disponíveis, sendo estas, por sua vez iguais à soma da capacidade máxima de variação, ascendente e descendente, de cada unidade despachada no intervalo de tempo escolhido previamente. A função objetivo contém, no entanto um coeficiente α que indica a valorização dada à flexibilidade ascendente em relação à flexibilidade descendente.

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^-) \quad (3.11)$$

Em que:

$$\Delta P_G^+ = \sum_{j=1}^n \Delta P_{G_j}^+ \quad (3.12)$$

$$\Delta P_G^- = \sum_{j=1}^n \Delta P_{G_j}^- \quad (3.13)$$

Têm de ser também introduzidas as restrições no modelo. A restrição fundamental é a satisfação da carga, que impõe que a potência total gerada P_G , que corresponde à soma das potências atribuídas no despacho a todos os grupos escalados, tem de ser igual à carga desse instante. A variável binária u_j indica se determinada unidade foi escalada, em que caso tenha sido o seu valor será igual a 1, caso contrário, assumirá o valor 0.

$$P_G = \sum_{j=1}^n u_j P_{G_j} = P_L \quad (3.14)$$

Têm de ser consideradas as restrições técnicas de cada grupo produtor, nomeadamente a nível de limites de produção, em que cada grupo tem fixado, por razões técnicas e económicas, valores máximo e mínimo de potência produzida. Nos grupos Diesel, por exemplo, a produção a potências baixas é inviável economicamente. Para os grupos com turbina a vapor, valor típicos de potência mínima encontram-se na ordem dos 40-70% da potência máxima [27].

As taxas de tomada e deslastre de carga também são restrições a considerar, sendo as alterações de produção em intervalos de tempo sucessivos limitadas. Neste contexto, a flexibilidade ascendente máxima oferecida por determinada unidade de produção é limitada tanto pelo valor incremental máximo de produção que pode ser alcançado, que é determinado pelo produto da *ramp rate* dessa central pelo intervalo temporal a considerar, como pelo valor máximo de produção. Caso seja a segunda situação referida a mais limitativa, o valor da flexibilidade ascendente será igual à diferença entre a potência máxima que a central pode produzir a potência despachada.

$$\Delta P_{G_j}^+ = \min\{R_j^+ \cdot \Delta t; P_{max_j} - P_{G_j}\} \quad (3.15)$$

No caso da flexibilidade descendente, a máxima variabilidade descendente que pode ser oferecida por cada unidade é limitada pela potência mínima, sendo a maior variação disponível a diferença da produção despachada com o valor da produção mínimo dessa unidade, e é também definida pelo produto da *ramp rate* descendente da central com o intervalo temporal a considerar.

$$\Delta P_{G_j}^- = \min\{R_j^- \cdot \Delta t; P_{G_j} - P_{min_j}\} \quad (3.16)$$

Os grupos são então escalados por uma ordem de mérito da flexibilidade que conseguem fornecer ao sistema a partir do seu funcionamento.

No entanto, num cenário real, um critério chave no escalonamento de unidades e despacho económico é o custo total de operação. A cada máquina em funcionamento fica associado um custo constante não desprezável, tornando-se então o número total de máquinas em funcionamento um parâmetro importante, não sendo económico manter em funcionamento um número excessivo de máquinas [27].

Tendo isto em consideração, foi introduzida uma variável de custo C na função objetivo, com sinal oposto ao da flexibilidade, sendo o objetivo minimizar esta variável. A cada grupo em funcionamento fica associado um custo M constante não desprezável, passando assim o número de centrais em funcionamento a ser um critério relevante, deixando de se ter apenas em consideração a máxima flexibilidade. Esta variável M não corresponde diretamente a um custo monetário. No lugar disso, ela simboliza o *trade-off* do valor de flexibilidade que se está disposto a abdicar de forma a se evitar que seja escalada mais uma central. A variável C pode então ser encarada como o valor de flexibilidade adicional que foi descartada para se diminuir o prejuízo de se ter um maior número de centrais escaladas.

A função objetivo passa a ser definida por:

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^- - C) \quad (3.17)$$

Em que o custo total C é determinado pela soma dos custos fixos M das unidades escaladas:

$$C = \sum_{j=1}^n u_j \cdot M_j \quad (3.18)$$

Normalmente, é realizado um pré-despacho separado para o subsistema hídrico, onde são consideradas as restrições próprias dos sistemas hidroelétricos, os valores armazenados em albufeiras (resultantes de estudos específicos) e as previsões de afluências. Contudo, a relações entre os subsistemas térmico e hídrico têm levado a uma tentativa de modelos completos de coordenação hidro-térmica.

Este modelo pode ser utilizado em estudos de avaliação da flexibilidade de determinado sistema para calcular a folga, através de dados históricos, entre a carga e a potência total disponível nas máquinas em funcionamento para o intervalo de tempo considerado, designada por reserva girante, que pode atuar para dar resposta a aumentos inesperados de carga, ou para assegurar o serviço em caso de avaria de um grupo. Pode também ser utilizado prever a reserva girante, aplicando o modelo a séries de previsões de produção e carga. Existem ainda outros tipos de reserva para responder a estas situações, que consideram a potência disponível em tempo reduzido, através da ligação de máquinas de arranque rápido (por exemplo grupos hídricos e turbinas a gás), no caso de a reserva existente não for suficiente. Porém, visto o foco de estudo ser variações rápidas da produção renovável e por questões de simplificação, nesta dissertação não foi abordada essa situação, sendo apenas considerada a reserva oferecida pelos grupos que foram escalados para um determinado despacho, tornando-se assim este modelo mais adequado para estudos destinados a intervalos temporais relativamente curtos. Desta forma também não é necessário considerar certas restrições que limitam o escalonamento e despacho tais como tempos de arranque, tempos mínimos de paragem e capacidade armazenada nas albufeiras, não se levando o problema assim para uma dimensão multitemporal.

A. Programação do Método

São necessários os seguintes dados de entrada:

- Δt (min) - Intervalo de tempo a considerar
- $R_j^{+/-}$ (MW/min) - Ramp rate, ascendente e descende, de cada central
- P_{min_j} (%MW) - Produção mínima de funcionamento estável de cada central
- P_{max_j} (MW) - Potência nominal de cada central
- P_L (MW) - Carga a alimentar
- M (€) - Custo por central em funcionamento

A função objetivo é definida, como já foi referido, por:

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^-) \quad (3.11)$$

E são colocadas as seguintes restrições a que o método está sujeito:

- A definição das máximas variações do sistema, dadas pelas máximas variações, ascendentes e descendentes, de cada central, através de restrições auxiliares:

$$\Delta P_{G_j}^+ = \sum_{j=1}^n \Delta P_{G_j}^+ \quad (3.19)$$

$$\Delta P_{G_j}^- = \sum_{j=1}^n \Delta P_{G_j}^- \quad (3.20)$$

- Toda a carga definida tem que ser alimentada:

$$\sum_{j=1}^n P_{G_j} = P_L \quad (3.21)$$

- A garantia que se uma central não for escalada, nenhum valor de produção lhe será atribuído pelo despacho, para além das limitações de produção mínima e máxima são dadas pelas seguintes condições:

$$u_j \cdot P_{G_j}^{min} \leq P_{G_j} \leq u_j \cdot P_{G_j}^{max} \quad (3.22)$$

- As limitações impostas ao valor máximo de flexibilidade, ascendente ou descendente, em cada central são definidas da seguinte forma:

$$\Delta P_{G_j}^+ \leq R_j^+ \cdot \Delta t \quad (3.23)$$

$$\Delta P_{G_j}^+ \leq P_{max_j} \cdot u_j - P_{G_j} \quad (3.24)$$

$$\Delta P_{G_j}^- \leq R_j^- \cdot \Delta t \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{G_j}^- \leq P_{G_j} - P_{min_j} \cdot u_j \quad (3.26)$$

No caso do modelo que contempla custos, a função objetivo passa a ser definida por:

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^- - C) \quad (3.17)$$

E às restrições anteriormente expostas é acrescentada apenas a equação que define a variável C que representa o custo total.

$$C = \sum_{j=1}^n u_j \cdot M_j \quad (3.18)$$

Capítulo 4

Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos métodos de análise da variabilidade ou flexibilidade, apresentados nos capítulos anteriores, aplicados ao caso de estudo.

4.1 - Step-changes

Para o cálculo do método *Step-changes*, apresentado na secção 2.6.1, ao caso de estudo, o caso português, foram utilizadas as séries de despacho do sistema elétrico português desde janeiro de 2011 até janeiro de 2013, inclusive, com uma resolução de 15 minutos, obtidas a partir do website da REN [38]. Apesar do despacho conter informação acerca da energia despachada para os grupos de centrais a carvão, fuelóleo e gás natural, reservatórios, fio de água, importações, exportações, hidroelétricas, centrais a energia geotérmica, eólica, solar e das ondas, bombagem e carga, para a aplicação deste método as únicas séries relevantes são as séries de eólica e de carga. De seguida é apresentado um gráfico que demonstra a evolução dos valores de energia eólica e da carga no decorrer do período dos dados em análise.

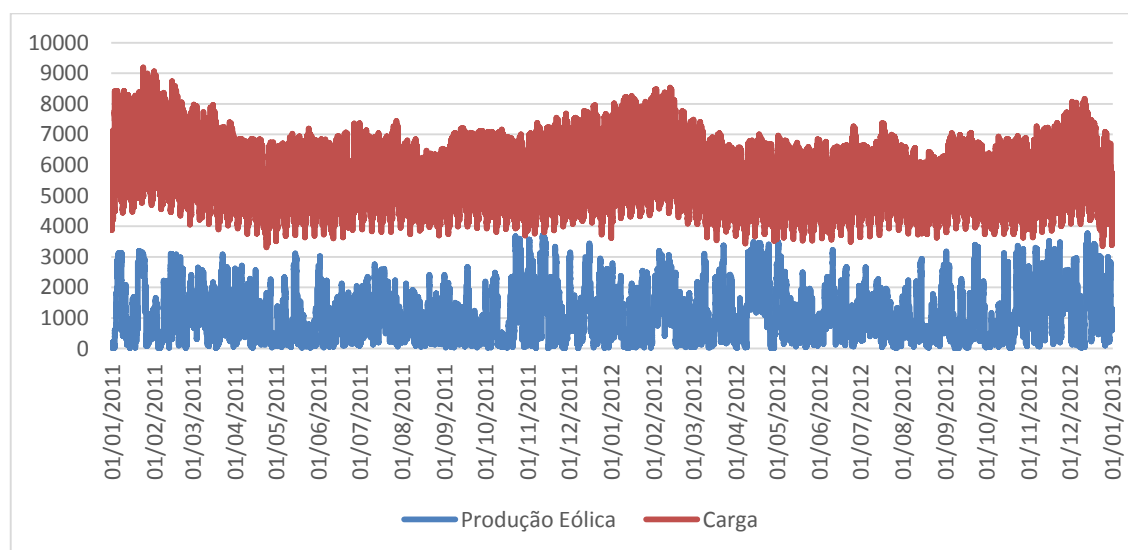


Figura 4.1 - Evolução dos valores de energia de origem eólica e da carga no decorrer do período em análise

É perceptível que a carga varia de uma forma relativamente uniforme e sazonal, apresentando valores mais elevados nos meses de inverno, sendo os seus picos entre janeiro e março no dados analisados e menores valores nos meses de verão. Já a produção eólica mostra grande variabilidade, apresentando grandes variações dentro de cada mês, independentemente da altura do ano, apesar de serem de menor amplitude no verão, visto nestes meses o valor da geração ser em média menor. Em Portugal, os valores mais altos de geração eólica ocorrem durante as horas de noite, contrariamente aos valores de carga, que são maiores no decorrer do dia, nos períodos de maior atividade humana.

Visto que no ponto de vista da geração e análise de variabilidade é de maior interesse acompanhar a evolução e analisar as variações da carga líquida (que resulta da subtração do valor de produção eólica ao valor da carga), o gráfico seguinte explicita a evolução desta no mesmo período das séries apresentadas anteriormente, junto com as séries de produção eólica e carga.

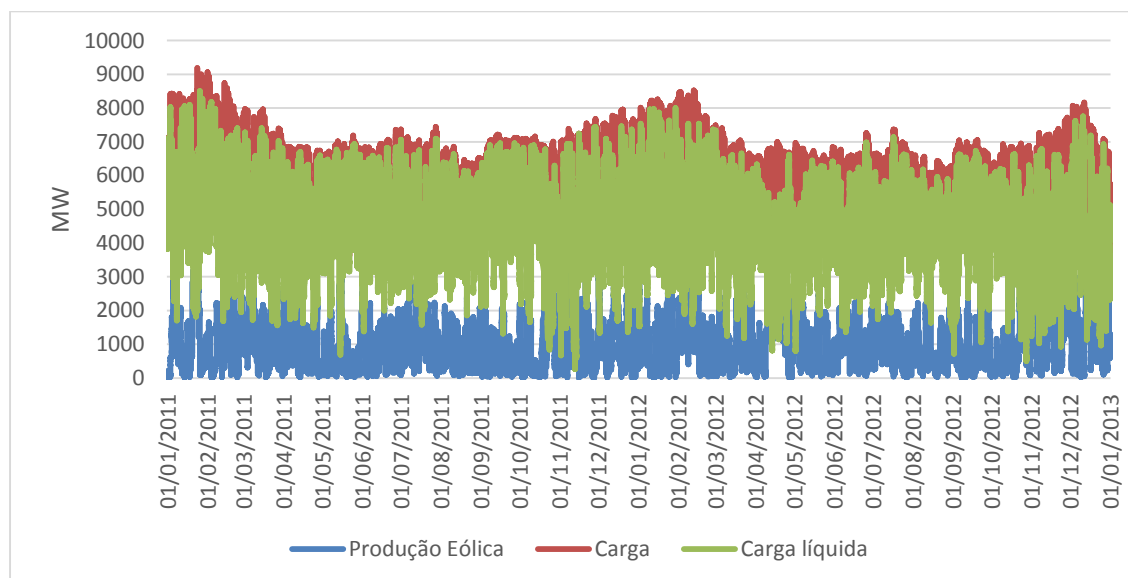


Figura 4.2 - Evolução dos valores de energia de origem eólica, da carga e da carga líquida no decorrer do período em análise

Realizando teste para $k = \{1; 2; 3; 4\}$, correspondentes a intervalos temporais de 15min, 30min, 45min e 60min, obtiveram-se resultados de desvio padrão $S_{y_{i,k}}$ para a produção eólica, carga e carga líquida expostos na tabela seguinte. Visto que o valor de três desvios padrão engloba 99,7% de todos os instantes, considerou-se interessante colocar também esse valor nos resultados. Na coluna da direita são apresentados os valores de desvio padrão normalizados ao valor médio da respetiva série de forma a ser mais fácil a comparação entre diferentes séries. Os valores médios são:

- Produção eólica: 1085,14 MW
- Carga: 5672,23 MW
- Carga líquida: 4554,104 MW
- Restante produção Renovável: 32,986 MW

Tabela 4.1 - Resultados da aplicação do *step-changes* considerando k=1 (15min)

Série	$S_{y_{i,k}}$ (MW)	$3 * S_{y_{i,k}}$ (MW)	$S_{y_{i,k}}$ %
Produção Eólica	39,146	117,437	3,61%
Carga	95,708	287,124	1,69%
Carga líquida	104,295	312,885	2,29%

Tabela 4.2 - Resultados da aplicação do *step-changes* considerando k=2 (30min)

Série	$S_{y_{i,k}}$ (MW)	$3 * S_{y_{i,k}}$ (MW)	$S_{y_{i,k}}$ %
Produção Eólica	69,924	209,771	6,44%
Carga	172,084	516,253	3,03%
Carga líquida	188,291	564,871	4,13%

Tabela 4.3 - Resultados da aplicação do *step-changes* considerando k=3 (45min)

Série	$S_{y_{i,k}}$ (MW)	$3 * S_{y_{i,k}}$ (MW)	$S_{y_{i,k}}$ %
Produção Eólica	102,805	308,416	9,47%
Carga	254,327	762,981	4,48%
Carga líquida	278,367	835,1	6,11%

Tabela 4.4 - Resultados da aplicação do *step-changes* considerando k=4 (60min)

Série	$S_{y_{i,k}}$ (MW)	$3 * S_{y_{i,k}}$ (MW)	$S_{y_{i,k}}$ %
Produção Eólica	125,348	376,043	11,55%
Carga	316,248	948,743	5,58%
Carga líquida	347,036	1041,109	7,62%

Como é evidente, à medida que se aumenta o tamanho do intervalo os valores de desvio padrão são sucessivamente maiores em todos os casos. Visto que o valor médio da série de vento é substancialmente diferente dos valores médios das restantes série o melhor será restringir análise aos valores normalizados. A partir destes, é perceptível que a série de produção eólica apresenta o maior desvio padrão proporcionalmente ao valor médio. Já a carga apresenta os menores desvios. Os valores de desvio padrão da carga líquida por sua vez correspondem a valores intermédios dos valores percentuais entre produção eólica e carga, como era expectável.

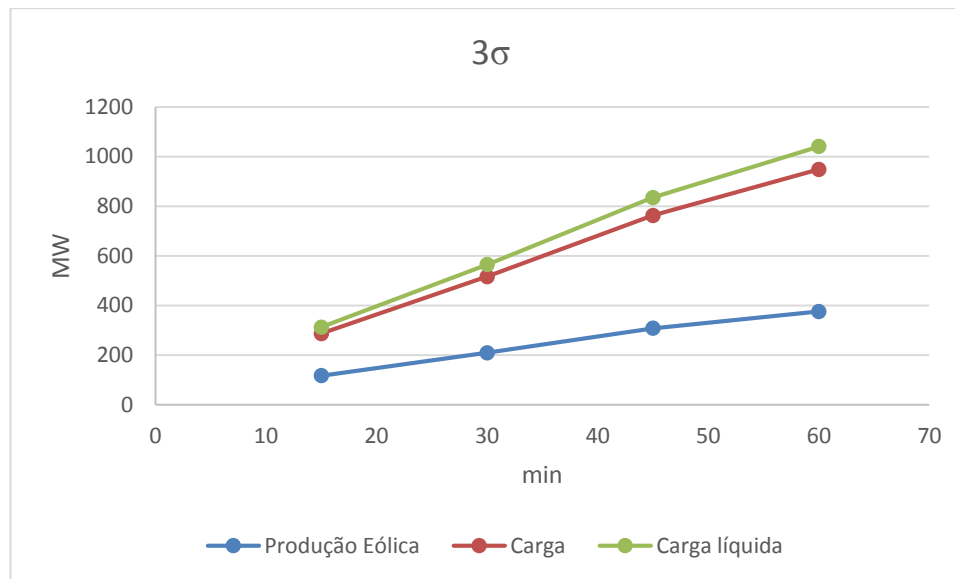


Figura 4.3 - Valores de 3 desvios padrão das 3 séries em análise, considerando intervalos de 15, 30, 45 e 60 minutos

O gráfico anterior demonstra a evolução dos valores de três desvios padrão das séries em análise à medida que se consideram intervalos temporais maiores. Aqui é evidenciado, pelos declives das retas, que na carga e na carga líquida, dentro dos intervalos considerados, a passagem dos 30min para os 45min é onde é alcançado um maior aumento do desvio padrão, apesar de à medida que se aumentam 15min ao intervalo de teste as variações do desvio padrão serem praticamente constantes, sendo a diferença entre valores de desvio padrão entre intervalos sucessivos idêntica. Ainda assim, é possível observar uma ligeira atenuação, em todas as séries, quando se passa de um intervalo de 45 minutos para o maior intervalo considerado, 60min. Isto leva a crer que a partir do intervalo de 60min as subidas do valor de desvio padrão, à medida que se aumenta o intervalo de 15min em 15min, serão cada vez menores, como seria de prever visto os desvios padrão começarem a representar sucessivamente maiores quotas do valor médio de produção e não seria concebível se a determinado ponto não estabilizassem.

4.2 - Conditional Range Metric

De seguida serão apresentados os resultados obtidos pela aplicação da métrica da gama condicional apresentado na secção 2.6.2. Na aplicação deste método foram novamente utilizadas as series de despacho do sistema elétrico português de janeiro de 2011 a janeiro de 2013, inclusive, com uma resolução de 15min, tal como no *Step-changes*.

Na aplicação do método foram calculados os coeficientes $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ que, como já foi referido, correspondem aos maiores desvios ascendentes e descendentes, dentro de cada intervalo K_i não sobreposto, relativamente à valor médio desse intervalo. A dispersão dos valores de $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ relativamente ao valor da produção média de cada intervalo K_i é apresentada nos gráficos presentes nas figuras 4.4 e 4.5.

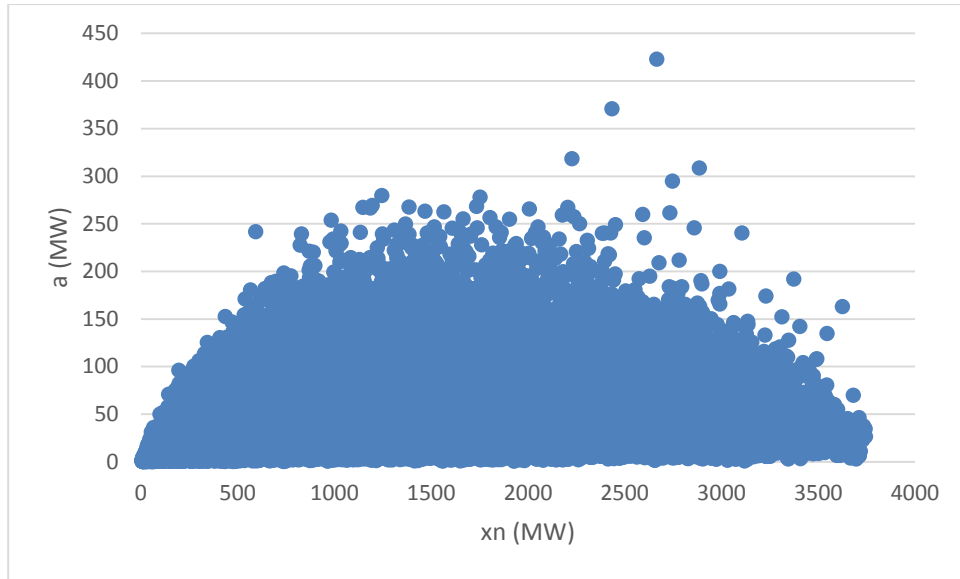


Figura 4.4 - Coeficiente $a_{i,k}$ relativamente ao valor médio $x_{n_{K_i}}$ do intervalo K_i , considerando intervalos de 60min

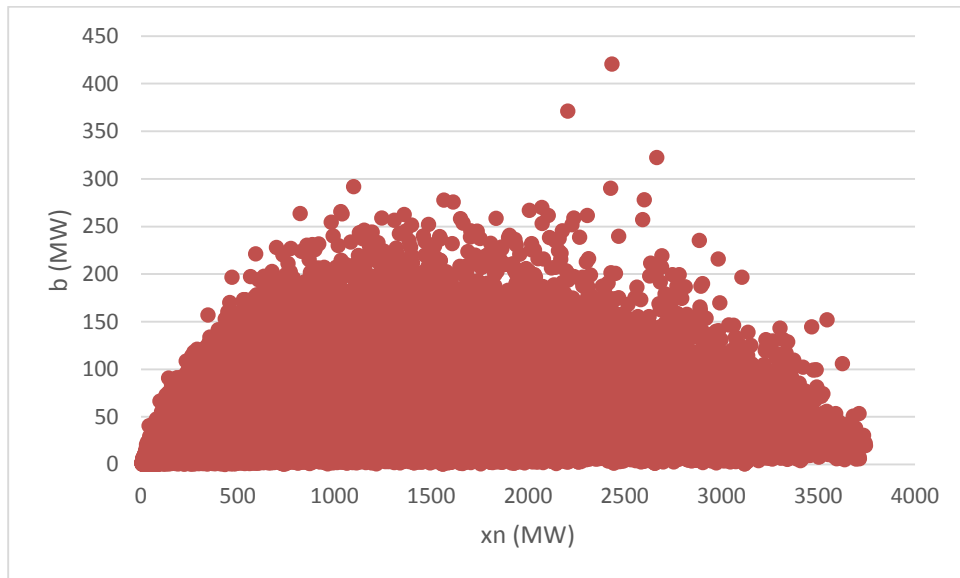


Figura 4.5 - Coeficiente $b_{i,k}$ relativamente ao valor médio $x_{n_{K_i}}$ do intervalo K_i , considerando intervalos de 60min

Como se pode observar, a grande maioria dos valores mais elevados de ambos os coeficientes concentram-se nas zonas em que $x_{n_{K_i}}$ apresenta a valores intermédios, e os valores de desvios são menores em intervalos em que o valor médio $x_{n_{K_i}}$ é mais extremo. Para intervalos de duração de 45min a dispersão dos coeficientes $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ é semelhante.

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia [37] potência eólica instalada em 2011 em Portugal era de 4378MW, e em 2012 era de 4531MW. Como referência da potência instalada, visto serem usados dados destes dois anos, foi considerado o valor médio das potências instaladas nestes dois anos como referência, que corresponde ao valor de 4454,5MW. Foi aplicado o *Conditional Range Metric* (CRM), considerando intervalos de 60min, valores médios

de produção l_j correspondentes a 20%, 30%, 50% e 70% desse valor de referência da potência eólica instalada.

O gráfico seguinte apresenta os valores de produção média (primeiro eixo) dos intervalos deslizantes de duração de 60min e os valores dos maiores desvios (segundo eixo), ascendentes e descendentes ($a_{i,k}$ e $b_{i,k}$) para cada intervalo, no mês de março de 2012.

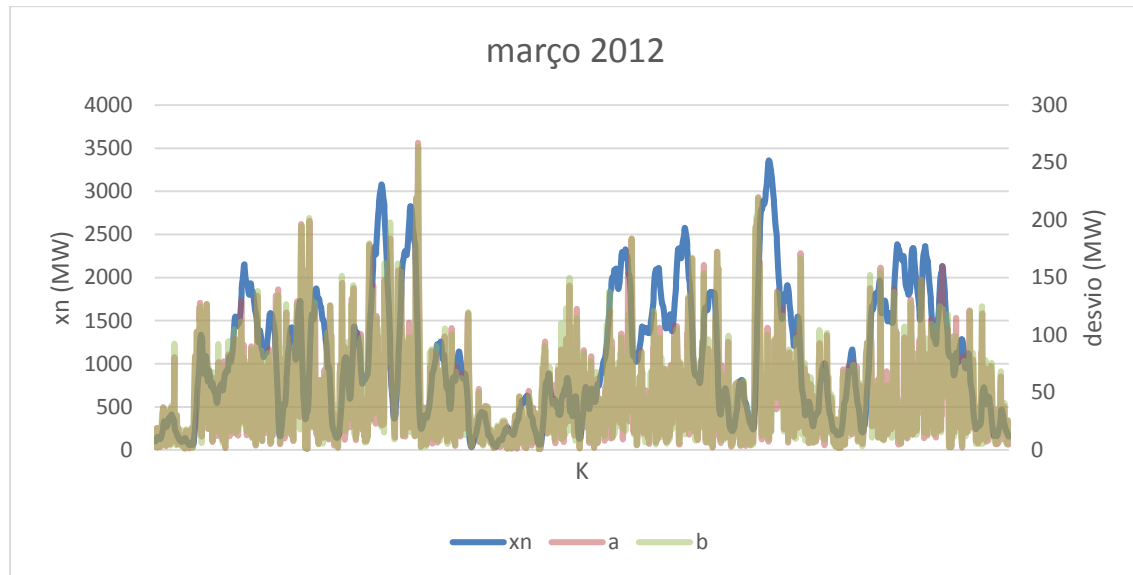


Figura 4.6 - Valores médios de produção x_n dentro dos intervalos não sobrepostos K_i , com $k=4$ (60min) e dos desvios máximos ascendente (a) e descendente (b) no decorrer do mês de março de 2012. Nota: os desvios são apresentados relativamente ao 2º eixo.

É evidente a grande variação dos valores médios horários da produção eólica de dia para dia no decorrer de um mês. Existem dias em que se verificam valores quase nulos de produção eólica média e nos dias seguintes ocorrem valores acima de 3000MW. Também é possível verificar que os valores das séries de desvio são geralmente de uma ordem muito inferior aos valores da produção média do intervalo, especialmente em períodos que apresentem uma produção eólica elevada. Já nos períodos de baixa produção eólica os máximos desvios em relação à produção médio do intervalo tendem a ser maiores, chegando em alguns casos a aproximar-se do valor da produção eólica.

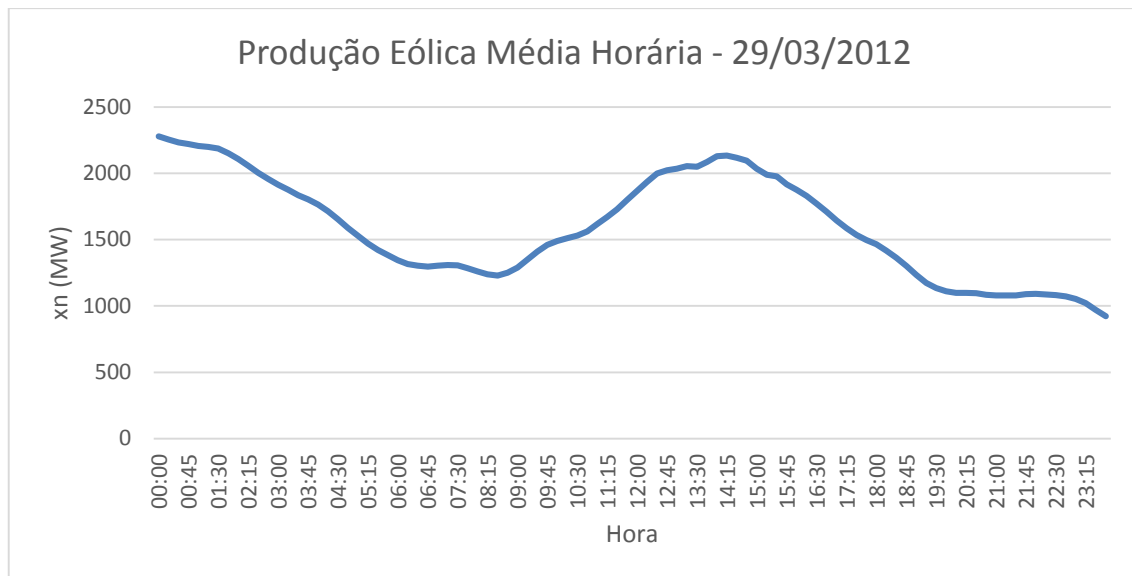


Figura 4.7 - Produção média horária no decorrer do dia 29 de março de 2012, considerando intervalos K_i , com $k=4$ (60min)

Ao nível intradiário, tomando como exemplo o dia 29 de março de 2012, representado na figura 4.7, a amplitude de variações é bastante menor do que as que ocorrem quando são considerados períodos de vários dias. Ainda assim, neste dia verifica-se uma amplitude de variação máxima de 1356MW, sendo o valor mínimo de produção média horária 921,8MW e o valor máximo 2277,8MW.

De seguida são então apresentadas os resultados da aplicação do CRM a vários valores médios de produção eólica l_j . Na filtragem de valores de produção média para aplicação do método foi dada uma tolerância de 1% em cada sentido (isto é: para uma produção eólica média de 30% da potência instalada foram considerados os intervalos que contenham uma produção eólica média entre 29% e 31% da potência instalada), de forma a em cada caso testado a série tenha um número de elementos relativamente elevado para que os resultados sejam mais precisos, especialmente na etapa de simulação de probabilidades dos quantis.

Para que a o processo de aplicação do método seja mais explícito irão ser apresentados os valores de algumas variáveis necessárias ao cálculo do método, para o caso que considera l_j igual a 50% da potência instalada (2227,250MW).

Após o cálculo das produções eólicas médias horárias e dos coeficientes $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$, a série foi filtrada, ficando apenas os intervalos K_i com valor de produção eólica média ente 49% (2182,705MW) e 51% (2271,795MW). A série resultante possuía $N = 993$ elementos. A resolução selecionada foi $q = 10$. O resultado da divisão de quantis, segundo as regras apresentadas no capítulo 2.6.2, é mostrado na tabela seguinte.

Tabela 4.5 - Divisão de quantis, considerando $q = 10$

τ	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
h	0	99,8	199,1	298,4	397,7	497	596,3	695,6	794,9	894,2	993,5
Q_A	0	15,76	21,73	28,27	34,57	42,97	51,33	64,81	82,85	106,36	318,42
Q_B	0	14,83	21,56	27,81	34,35	41,45	50,62	63,66	79,66	107,46	371,32

Como explicado na apresentação do método, foram divididas secções nas séries de valores de $a_{i,k}$ e $b_{i,k}$ através dos quantis calculados. A secção SA_1 corresponde a valores de $a_{i,k}$ maiores que 0 e menores ou iguais a 15,76; a série SA_2 corresponde a valores de $a_{i,k}$ maiores que 15,76 e menores ou iguais a 21,73 e por aí sucessivamente. Uma divisão semelhante foi feita para a série de valores do coeficiente $b_{i,k}$.

Seguidamente, é apresentada a matriz $V_{i,j}$ que contém a probabilidade de ocorrência um intervalo que contenha um valor de desvio $a_{i,k}$ dentro da secção SA_{k,l_j} e $b_{i,k}$ dentro da secção SB_{k,l_j} .

Tabela 4.6 - Matriz $V(i,j)$

	SB_1	SB_2	SB_3	SB_4	SB_5	SB_6	SB_7	SB_8	SB_9	SB_{10}
SA_1	0,055	0,019	0,008	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
SA_2	0,026	0,036	0,023	0,007	0,015	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000
SA_3	0,006	0,020	0,021	0,022	0,018	0,008	0,003	0,001	0,000	0,000
SA_4	0,002	0,020	0,019	0,014	0,015	0,015	0,011	0,003	0,001	0,000
SA_5	0,000	0,011	0,016	0,024	0,009	0,019	0,012	0,007	0,001	0,000
SA_6	0,000	0,004	0,007	0,019	0,023	0,014	0,020	0,010	0,002	0,000
SA_7	0,000	0,000	0,005	0,005	0,012	0,019	0,017	0,025	0,014	0,002
SA_8	0,000	0,000	0,000	0,002	0,005	0,017	0,022	0,024	0,025	0,004
SA_9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,004	0,011	0,020	0,047	0,016
SA_{10}	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,009	0,010	0,077

Como é evidente, a soma dos valores das probabilidades presentes nesta matriz é igual a 1. A partir da matriz $V(i,j)$ foi então calculada a probabilidade τ_{pr} , para cada $r = 1, 2, \dots, q$, de uma determinada linha da série se encontrar na matriz $V(r,r)$, somando os elementos dessa matriz.

Tabela 4.7 - Resultados de τ_{pr}

r	τ_{pr}
1	0,055388
2	0,136959
3	0,215509
4	0,30715
5	0,415911
6	0,528701
7	0,633434
8	0,750252
9	0,878147
10	1

Destes devem ser considerados os valores τ_{pr} até que ao menor valor da probabilidade τ_{pr} que fosse superior à taxa de cobertura p desejada. No contexto desta dissertação aplicou-se uma taxa de cobertura de 100% visto o objetivo posterior ser confrontar estes resultados da variabilidade com os resultados dos testes de flexibilidade, contemplando-se assim o pior caso a nível de variabilidade.

Calculando, para cada valor de τ_{pr} , os valores de $h = l_j * \tau_{pr}$, podem ser determinados os quantis $Q_A(\tau_p)$ e $Q_B(\tau_p)$, definindo-se assim a amplitude dos desvios ascendente e descendente expectável e podendo então ser obtida a gama de variação $CR_{k,l_j,p} = Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p) + Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p)$ e o intervalo de variação da produção eólica para o nível médio de produção eólica horária l_j selecionado, $CRM_{k,l_j,p} = [l_j - Q_{A_{k,l_j}}(\tau_p), l_j + Q_{B_{k,l_j}}(\tau_p)]$. Os resultados são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 4.8 - Resultados do valor da gama condicional e do intervalo variação para $l_j = 50\%$ da potência eólica instalada

τ_p	h	$Q_A(\tau_p)$	$Q_B(\tau_p)$	$CR_{k,l_j,p}$	CRM_{min}	CRM_{max}
0,055388	55	12,6	12,3	24,9	2214,650	2239,55
0,136959	136	18,275	17,775	36,05	2208,975	2245,025
0,215509	214	22,625	22,35	44,975	2204,625	2249,6
0,30715	305	28,7	28,075	56,775	2198,550	2255,325
0,415911	413	35,65	35,025	70,675	2191,6	2262,275
0,528701	525	45,525	44	89,525	2181,725	2271,25
0,633434	629	55,625	53,95	109,575	2171,625	2281,2
0,750252	745	71,55	70,95	142,5	2155,7	2298,200
0,878147	872	99,25	96,4	195,65	2128	2323,65
1	993	318,425	371,325	689,75	1908,825	2598,575

Do cálculo dos valores médios da amplitude de variações e valores mínimo e máximo do intervalo de oscilação para cada τ_p considerado (neste caso todos), obtiveram-se os resultados finais apresentados de seguida.

Tabela 4.9 - Valores médios da amplitude de variações e do intervalo de oscilação

$CRM_{min_{médio}}(MW)$	$CRM_{max_{médio}}(MW)$	$CR_{médio}(MW)$
2156,4275	2302,465	146,0375

Portanto, para níveis de produção eólica horária média de 50% (2227,25MW) da potência eólica instalada podem existir oscilações de produção entre 2156,4275MW e 2302,465MW, com uma amplitude máxima de 146,0375MW.

Os resultados da variação obtidos para os vários valores de potência eólica média, considerando intervalos de 60min, utilizando o CRM são apresentados de seguida.

Tabela 4.10 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando k=4 (60min)

l_j (%)	l_j (MW)	$CRM_{min_{médio}}(MW)$	$CRM_{max_{médio}}(MW)$	$CR_{médio}(MW)$
20	890,900	834,1425	949,19	115,0475
30	1336,350	1272,685	1401,215	128,53
50	2227,250	2156,4275	2302,465	146,0375
70	3118,15	3065,6425	3164,6675	99,025

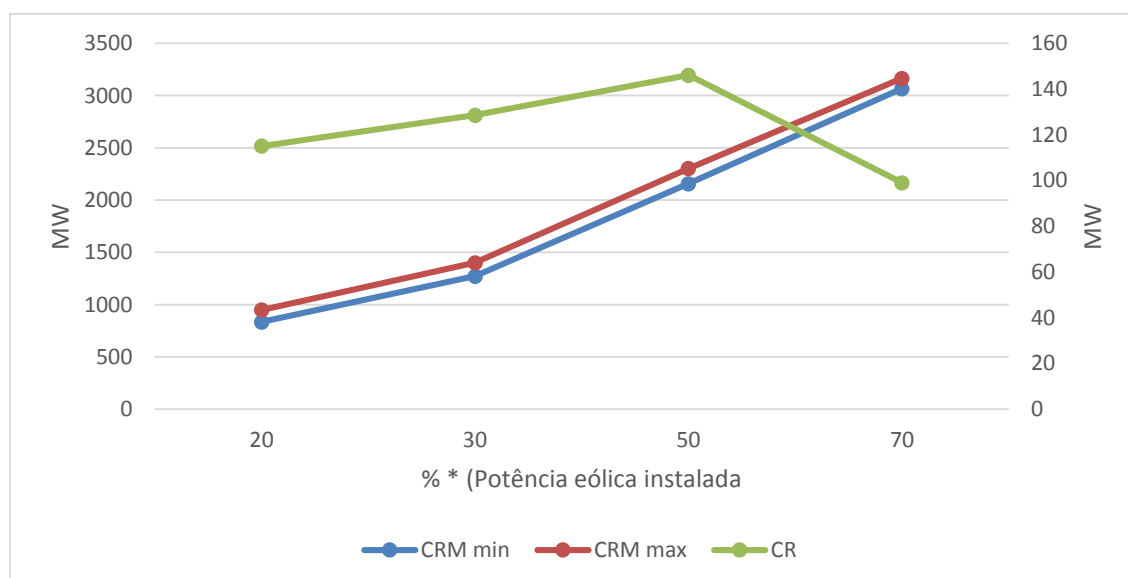


Figura 4.8 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando k=4 (60min). Nota: Os limites, superior e inferior, do intervalo da gama condicional são apresentados relativamente ao primeiro eixo enquanto a amplitude do intervalo é apresentada relativamente ao 2º eixo

Foram também efetuados testes utilizando $k = 3$ (45min), e os seus resultados são apresentados na tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Resultados da variabilidade para vários níveis de produção eólica média, obtidos através do CRM, considerando $k=3$ (45min)

I_j (%)	I_j (MW)	$CRM_{min,médio}$ (MW)	$CRM_{max,médio}$ (MW)	$CR_{médio}$ (MW)
30	1336,350	1287,48333	1379,87667	92,39333
50	2227,250	2182,51667	2270,15333	87,63667
70	3118,15	3087,09	3147,03333	59,94333

Verifica-se que à medida que se aumenta a potência eólica média, em qualquer um dos intervalos testados, a gama de oscilação vai-se tornando progressivamente menor. Para além disso, como seria espectável, ao ser considerado um intervalo temporal menor, a amplitude das variações é também menor.

Contudo, com o propósito de se comparar a flexibilidade do sistema em relação à variabilidade, o parâmetro mais interessante é a variabilidade da carga líquida. Como tal, foi realizado um teste para determinação da variabilidade da carga líquida horária, considerando uma carga líquida média de 50% do valor máximo atingido nos dados utilizados (9191,8 MW).

Tabela 4.12 - Resultados da variabilidade da carga líquida para valores médios I_j de 50% do máximo valor verificado nos dados de teste, obtidos através do CRM, considerando $k=4$ (60min)

I_j (%)	I_j (MW)	$CRM_{min,médio}$ (MW)	$CRM_{max,médio}$ (MW)	$CR_{médio}$ (MW)
50	4595,9	4480,6175	4723,9525	243,335

Este método deveria ser repetido para mais valores médio horários de carga líquida, mas devido ao tempo de desenvolvimento desta dissertação ser restrito e a aplicação deste método ser um processo ligeiramente demorado, não foi possível executar uma quantidade de testes maior. Para ser possível ter uma boa perceção da evolução da variabilidade da carga líquida com a evolução do nível da mesma seria interessante testar este método para valores horários médios de carga líquida entre o menor valor e maior valor verificados nos dados históricos, com uma resolução de 1% da diferença entre esses valores extremos.

4.3 - Determinação da Flexibilidade em Certos Despachos Reais

Com base na metodologia de avaliação da flexibilidade através do IRRE, apresentada no capítulo 3.5.2, foi avaliada a flexibilidade de alguns instantes, a partir de despachos reais do sistema elétrico português retirados da página web da REN [38]. Foram utilizadas as expressões apresentadas no capítulo mencionado, na secção 3.5.2.2, ficando excluído o cálculo do índice IRRE. Para além dos dados do despacho dos períodos a analisar, foram também necessário dados relativos a *ramp rates* típicos das centrais do sistema elétrico português, por tecnologia.

No manual de operação da UCTE (agora ENTSO-E) [50] foram encontrados os valores, apresentados na tabela 4.13, de valores de *ramp rates* típicos de centrais, por tecnologia, relativamente à potência nominal.

Tabela 4.13 - *Ramp rates* típicos de centrais, por tecnologia [50]

Tipo de central	% da potência nominal por Segundo	
	min	max
reservoir power station	1,500%	2,500%
oil and gas power stations	0,133%	0,133%
hard coal plants	0,033%	0,067%
nuclear power plants	0,017%	0,083%
lignite-fired plants	0,017%	0,033%

Já a REN toma os valores apresentados na tabela 4.14 como referência, diferenciando apenas as centrais pelo facto de serem térmicas ou hídricas.

Tabela 4.14 - Valores de referência de *ramp rates* de centrais utilizados pela REN

Tipo de central	% of rate per second	
	min	max
Hydro	0,300%	1,583%
Thermal	0,050%	0,067%

Considerando ambas as referências, optou-se pela utilização dos valores das *ramp rates* apresentadas de seguida como referência para aplicação do método de determinação de flexibilidade.

Tabela 4.15 - Valores de referência de *ramp rates* utilizados, por tecnologia

Tipo de central	Ramp rate (% da potência nominal por segundo)
Carvão	0,067%
Gás natural ou fuelóleo	0,133%
Hídrica	1,583%

O sistema elétrico, consoante os dados contidos no sistema de informação de mercados de energia da REN [38], utilizava no despacho, na altura dos dados utilizados, 31 áreas de balanço. Entre estas áreas estavam contidas 39 unidades de programação, das quais 4 são de consumo (bombagem), sendo as restantes de produção. Estão discriminadas na tabela 4.16 as unidades que pertencem a cada área, assim como o seu respetivo tipo.

Tabela 4.16 - Unidades de programação do sistema elétrico português

Área de balanço	Unidade de programação - Sigla	Unidade de programação - Designação	Tipo
ACARREG	CARREG1	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 1	Fuelóleo
	CARREG2	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 2	Fuelóleo
	CARREG3	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 3	Fuelóleo
	CARREG4	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 4	Fuelóleo
	CARREG5	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 5	Gás natural
	CARREG6	Central Termoelétrica do Carregado - Grupo 6	Gás natural
ACAVADB	ACAVADB	Bacia hidrográfica do Cávado (Bombagem)	Hidroelétrica
ACAVADO	ACAVADO	Bacia hidrográfica do Cávado	Hidroelétrica
ADOUINT	ADOUINT	Bacia hidrográfica do Douro Internacional	Hidroelétrica
	DOURO	Bacia hidrográfica do Douro	Hidroelétrica
ADOUNAB	ADOUNAB	Bacia hidrográfica do Douro Nacional (Bombagem)	Hidroelétrica
ADOUNAC	ADOUNAC	Bacia hidrográfica do Douro Nacional	Hidroelétrica
AGUADIA	GUADIA	Bacia hidrográfica do Guadiana	Hidroelétrica
AGUADIB	GUADIAB	Bacia hidrográfica do Guadiana (Bombagem)	Hidroelétrica
ALARES	LARES1	Central Termoelétrica de Lares - Grupo 1	Gás natural
	LARES2	Central Termoelétrica de Lares - Grupo 2	Gás natural
ALIMA	ALIMA	Bacia hidrográfica do Lima	Hidroelétrica
AMONDEB	IBMONB	Albufeiras Aguieira Raiva (Bombagem)	Hidroelétrica
AMONDEG	TEMON	Bacia hidrográfica do Tejo e Mondego	Hidroelétrica
	IBMON	Albufeiras Aguieira Raiva	Hidroelétrica
APEGO2	PEGO3	Central Termoelétrica do Pego C.C.- Grupo 3	Carvão
	PEGO4	Central Termoelétrica do Pego C.C.- Grupo 4	Carvão
ARIBAT1	RIBATE2	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 2	Carvão
	RIBATE3	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 3	Carvão
ARIBAT2	RIBATE1	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 1	Gás natural
ARPG	RPG01	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 1	Gás natural

ARTG	RPG02	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 2	Gás natural
	RTG01	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 1	Ciclo combinado
	RTG02	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 2	Ciclo combinado
ASETUBA	RTG03	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 3	Ciclo combinado
	SETUBA1	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 1	Fuelóleo
	SETUBA2	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 2	Fuelóleo
	SETUBA3	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 3	Fuelóleo
ASINES1	SETUBA4	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 4	Fuelóleo
	SINES2	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 2	Carvão
	SINES3	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 3	Carvão
	SINES4	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 4	Carvão
ASINES2	SINES1	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 1	Carvão
ATEJZEZ	TEMON	Bacia hidrográfica do Tejo e Mondego	Hidroelétrica

De seguida são apresentadas algumas características de cada unidade geradora, como a sua energia horária [38], a carga mínima para operação fiável e segura [51] e as *ramp rates* utilizadas para análise da flexibilidade. Não foi feita distinção das *ramp rates* a nível de sentido, ou seja, foi considerada a mesma *ramp rate* tanto para a determinação da flexibilidade ascendente, como da descendente. Uma vez que não foram encontrados dados acerca das *ramp rates* da bombagem, esta componente foi excluída provisoriamente, podendo após a aplicação do modelo ser somado o valor que as centrais de bombagem eventualmente acrescentariam à flexibilidade descendente. Como tal, restaram 35 unidades de programação do sistema elétrico português a considerar.

Tabela 4.17 - Dados das unidades de programação utilizadas na determinação da flexibilidade do sistema

Unidade de programação - Sigla	Energia Horária (MWh)	Carga mínima (% da energia horária)	$RR_{u,+/-}$ (%/s)	$RR_{u,+/-}$ (MW/min)
CARREG1	118,2	50,00%	0,133%	0,16
CARREG2	118,2	50,00%	0,133%	0,16
CARREG3	118,7	50,00%	0,133%	0,16
CARREG4	118,7	50,00%	0,133%	0,16
CARREG5	118,2	50,00%	0,133%	0,16
CARREG6	118,2	50,00%	0,133%	0,16
ACAVADO	632	0,00%	1,583%	10,00
ADOUINT	1073	0,00%	1,583%	16,99
DOURO	1951	0,00%	1,583%	30,88
ADOUNAC	878	0,00%	1,583%	13,90
GUADIA	254	0,00%	1,583%	4,02

LARES1	435	50,00%	0,133%	0,58
LARES2	435	50,00%	0,133%	0,58
ALIMA	663	0,00%	1,583%	10,50
TEMON	698,8	0,00%	1,583%	11,06
IBMON	360	0,00%	1,583%	5,70
PEGO3	418,6	50,00%	0,067%	0,28
PEGO4	418,6	50,00%	0,067%	0,28
RIBATE2	392	50,00%	0,067%	0,26
RIBATE3	392	50,00%	0,067%	0,26
RIBATE1	392	50,00%	0,133%	0,52
RPG01	288	50,00%	0,133%	0,38
RPG02	288	50,00%	0,133%	0,38
RTG01	354	50,00%	0,133%	0,47
RTG02	354	50,00%	0,133%	0,47
RTG03	354	50,00%	0,133%	0,47
SETUBA1	236,6	50,00%	0,133%	0,31
SETUBA2	236,6	50,00%	0,133%	0,31
SETUBA3	236,6	50,00%	0,133%	0,31
SETUBA4	236,6	50,00%	0,133%	0,31
SINES2	295	50,00%	0,067%	0,20
SINES3	295	50,00%	0,067%	0,20
SINES4	295	50,00%	0,067%	0,20
SINES1	295	50,00%	0,067%	0,20
TEMON	698,8	0,00%	1,583%	11,06

Com base na parte inicial do cálculo do *IRRE*, a flexibilidade ascendente disponibilizada por cada unidade em observação na série temporal da produção pode ser obtida através da expressão:

$$Flex_{t,j,i,+} = RR_{j,+} * (i - (1 - Online_{t,j}) * S_j) \quad (3.2)$$

à qual é imposta a restrição (3.3) de máximo de produção:

$$Prod_{t,j} + Flex_{t,j,i,+} \leq Gen_{MAX,j}. \quad (3.3)$$

Caso a flexibilidade calculada através da multiplicação do *ramp rate* pelo intervalo temporal, somada à produção despachada P_{G_j} ultrapassar a capacidade de produção da

unidade, a flexibilidade ascendente passa a ser igual à diferença entre a potência máxima e a potência despachada.

$$Flex_{t,j,i,+} = i * (Gen_{MAX,j} - P_{G_j}) \quad (5.1)$$

A expressão que determina a flexibilidade descendente de cada unidade é idêntica à expressão utilizada para o cálculo da flexibilidade ascendente.

$$Flex_{t,j,i,-} = RR_{j,-} * i * Online_{t,j} \quad (3.5)$$

Porém, neste caso é aplicada uma restrição de mínimo de produção:

$$Prod_{t,j} - Flex_{t,j,i,-} \geq Gen_{MIN,j} \quad (5.2)$$

No caso da subtração flexibilidade calculada através da multiplicação do *ramp rate* pelo intervalo temporal ao valor da produção despachada P_{G_j} corresponda a um valor inferior ao valor mínimo de produção estável, a flexibilidade descendente passa a ser determinada pela diferença entre a potência despachada e a potência mínima de funcionamento.

$$Flex_{t,j,i,-} = i * (P_{G_j} - Gen_{MIN,j}) \quad (5.3)$$

A flexibilidade ascendente/descendente do sistema é determinada pela soma da flexibilidade ascendente/descendente fornecida por cada unidade.

$$Flex_{t,SYSTEM,i,+/-} = \sum_{\forall j} Flex_{t,j,i,+/-} \quad (3.8)$$

Utilizando o despacho real das 2h de dia 22 de setembro de 2011 [38], foram obtidos os resultados demonstrados de seguida. Essa data foi escolhida por nela se ter verificado um valor de carga líquida de 4264,1MW, que representa sensivelmente 50% do valor máximo de carga líquida atingido no período correspondente aos dados de teste (8506,2MW).

Primariamente foram testados os valores que cada unidade poderia oferecer, sem restrições, considerando apenas as suas características (*ramp rate*) e o intervalo temporal escolhido: 60min.

Tabela 4.18 - Flexibilidade que cada unidade de geração poderia oferecer antes de serem aplicadas restrições

Área de balanço	Programa horário operativo final (PHOF)	Unidade de programação - Sigla	$Flex_{t,u,i+/-}$
ACARREG	0	CARREG1	4,75164
		CARREG2	4,75164
		CARREG3	4,77174
		CARREG4	4,77174
		CARREG5	4,75164
		CARREG6	4,75164
ACAVADO	0	ACAVADO	600,2736
ADOUINT	0	ADOUINT	1019,135
	0	DOURO	1853,06
ADOUNAC	0	ADOUNAC	833,9244
AGUADIA	0	GUADIA	241,2492
ALARES	245,4	LARES1	17,487
		LARES2	17,487
ALIMA	0	ALIMA	629,7174
AMONDEG	0	TEMON	663,7202
		IBMON	341,928
APEGO2	540	PEGO3	16,82772
		PEGO4	16,82772
ARIBAT1	0	RIBATE2	15,7584
		RIBATE3	15,7584
ARIBAT2	0	RIBATE1	15,7584
ARPG	487	RPG01	11,5776
		RPG02	11,5776
ARTG	650	RTG01	14,2308
		RTG02	14,2308
		RTG03	14,2308
ASETUBA	0	SETUBA1	9,51132
		SETUBA2	9,51132
		SETUBA3	9,51132
		SETUBA4	9,51132
ASINES1	885	SINES2	11,859
		SINES3	11,859
		SINES4	11,859
ASINES2	295	SINES1	11,859
ATEJZEZ	580	TEMON	663,7202

Fazendo o somatório, por área de balanço, da flexibilidade oferecida por cada unidade e aplicando as restrições acima mencionadas obtiveram-se os seguintes resultados de flexibilidade ascendente e descendente fornecidos por cada área de balanço.

Tabela 4.19 - Flexibilidade oferecida ao sistema por cada área de balanço às 2h do dia 22 de setembro de 2011

Área de balanço	Programa horário operativo final (PHOF)	$Flex_{t,i+}$ (MWh)	$Flex_{t,i-}$ (MWh)
ACARREG	0	0	0
ACAVADB	0	0	0
ACAVADO	0	0	0
ADOUINT	0	0	0
ADOUNAB	0	0	0
ADOUNAC	0	0	0
AGUADIA	0	0	0
AGUADIB	0	0	0
ALARES	245,4	34,97	34,97
ALIMA	0	0	0
AMONDEB	-86	0	0
AMONDEG	0	0	0
APEGO2	540	33,66	33,66
ARIBAT1	0	0	0
ARIBAT2	0	0	0
ARPG	487	23,16	23,16
ARTG	650	42,69	42,69
ASETUBA	0	0	0
ASINES1	885	0	0
ASINES2	295	0	0
ATEJZEZ	580	118,8	580

A partir destes resultados, assume-se então que, às 2h do dia 22 de setembro de 2011 o sistema elétrico português tinha disponíveis:

- 253,28MWh de flexibilidade ascendente;
- 761,91MWh de flexibilidade descendente;
- Uma flexibilidade total de 1015,19MWh.

Fazendo o mesmo teste para o despacho de dia 15 de janeiro de 2011 às 8h foram obtidos os resultados apresentados de seguida. A hora escolhida foi selecionada devido a essa hora

tipicamente ser de ponta de carga. Na data eleita, o valor de carga líquida verificado foi de 4228,2MW.

- 4042,29MWh de flexibilidade ascendente;
- 3355,27MWh de flexibilidade descendente;
- Uma flexibilidade total de 7397,559MWh.

A grande discrepância de valores da flexibilidade calculada para as duas datas é explicável pelo facto de no caso do dia 15 de janeiro, na hora analisada, terem sido despachadas as áreas ADOUINT e AMONDEG, que representam dois grupos hídricos de elevada energia horária e, visto se tratar de grupos hídricos, possuírem uma *ramp rate* alta. Perante esta situação, considera-se que ambos os grupos estão no estado online, o que significa que é contabilizada a flexibilidade oferecida por estes para a flexibilidade total do sistema, coisa que não acontece no caso de 22 de setembro. Contudo, esta ocorrência demonstra uma fragilidade deste método de cálculo da flexibilidade do sistema, uma vez que este método, para o cálculo da flexibilidade disponível no intervalo temporal considerado, contempla apenas as unidades geradoras que foram inicialmente escaladas, não considerando o facto de certas unidades que não foram escaladas poderem arrancar num tempo inferior ao intervalo definido e ainda possam fornecer alguma flexibilidade ao sistema.

Tabela 4.20 - Flexibilidade oferecida ao sistema por cada área de balanço às 8h do dia 15 de janeiro de 2011

Área de balanço	Programa horário operativo final (PHOF)	$Flex_{t,i+}$ (MWh)	$Flex_{t,i-}$ (MWh)
ACARREG	0	0	0
ACAVADB	0	0	0
ACAVADO	345	287	345
ADOUINT	915,5	2108,5	915,5
ADOUNAB	0	0	0
ADOUNAC	815	63	815
AGUADIA	225	29	225
AGUADIB	0	0	0
ALARES	15	34,97	15
ALIMA	353,7	309,3	353,7
AMONDEB	-184	0	0
AMONDEG	20	1005,65	20
APEGO2	0	0	0
ARIBAT1	247,5	31,52	31,52
ARIBAT2	0	0	0
ARPG	0	0	0
ARTG	328,5	42,69	42,69

ASETUBA	0	0	0
ASINES1	0	0	0
ASINES2	90	11,86	11,86
ATEJZEZ	580	118,8	580

4.4 - Metodologia Desenvolvida para Estimação da Flexibilidade Máxima

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações do método de otimização desenvolvido para determinação do despacho ideal no sentido de ser maximizada a flexibilidade do sistema. Estas simulações foram realizadas através do software GLPK, para simulações menos exigentes e o software CPLEX para as simulações mais exigentes.

Inicialmente foi desenvolvido um modelo que não contempla custos, ou seja, a função objetivo considera apenas a flexibilidade do sistema, definida pela soma da flexibilidade ascendente e da flexibilidade descendente, utilizando o coeficiente α para atribuir a valorização da flexibilidade ascendente relativamente à flexibilidade descendente.

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^-) \quad (3.11)$$

As restrições impostas a este modelo são apresentadas no capítulo 3.5.3. Nos dados de entrada foram introduzidas as características das 35 unidades de programação geradoras do sistema elétrico português, nomeadamente a sua *ramp rate* ascendente/descendente $R_j^{+/-}$ (MW/min) e as suas potências mínima P_{min_j} (%MW) e máxima P_{max_j} (MW) de funcionamento, o intervalo temporal a considerar Δt (min), e um valor de carga a alimentar escolhido. Nestes testes iniciais foi utilizado um valor de $\alpha = 0,5$ e foram realizados testes para 10 diferentes valores de carga P_L , considerando um intervalo temporal $\Delta t = 60$ min. Os 10 valores de carga foram selecionados tendo por base o valor máximo de carga atingido no período dos dados de teste $P_{LMAX} = 9191,8$ MW, com um passo de 10%, de 0% até 100% do máximo valor de carga verificado.

O resultado discriminado da aplicação do modelo a 10% do máximo valor de carga atingido é apresentado de seguida, de forma a ser explícito o tipo de outputs que este método é capaz de fornecer. A variável N corresponde ao número de centrais escaladas.

Tabela 4.21 - Resultados descritos da aplicação do método de determinação da flexibilidade máxima que pode ser conseguida para 10% do valor máximo registado nos dados de teste, pelo sistema elétrico português

j	u_j	$P_L = 10\% * P_{L_{MAX}}$		
		$P_{G_j} (MW)$	$\Delta P_{G_j}^+ (MW)$	$\Delta P_{G_j}^- (MW)$
CARREG1	0	0	0	0
CARREG2	0	0	0	0
CARREG3	1	68,8223	9,47226	9,47226
CARREG4	1	68,8223	9,47226	9,47226
CARREG5	0	0	0	0
CARREG6	0	0	0	0
ACAVADO	1	32,1948	599,805	32,1948
ADOUINT	1	53,8646	1019,14	53,8646
DOURO	1	97,9402	1853,06	97,9402
ADOUNAC	1	44,0756	833,924	44,0756
GUADIA	1	12,7508	241,249	12,7508
LARES1	1	252,213	34,713	34,713
LARES2	0	0	0	0
ALIMA	1	33,2826	629,717	33,2826
TEMON	1	35,0798	663,72	35,0798
IBMON	1	18,072	341,928	18,072
PEGO3	0	0	0	0
PEGO4	0	0	0	0
RIBATE2	0	0	0	0
RIBATE3	0	0	0	0
RIBATE1	0	0	0	0
RPG01	0	0	0	0
RPG02	1	166,982	22,9824	22,9824
RTG01	0	0	0	0
RTG02	0	0	0	0
RTG03	0	0	0	0
SETUBA1	0	0	0	0
SETUBA2	0	0	0	0
SETUBA3	0	0	0	0
SETUBA4	0	0	0	0
SINES2	0	0	0	0
SINES3	0	0	0	0
SINES4	0	0	0	0
SINES1	0	0	0	0

TEMON	1	35,0798	663,72	35,0798
$\Delta P_G^+ (MW)$	$\Delta P_G^- (MW)$	$\Delta P_G^{total} (MW)$	N	$M (\text{€})$
6922,9	438,98	7361,88	13	-

Os resultados da flexibilidade ascendente, descendente e total (que corresponde à soma da flexibilidade ascendente com a flexibilidade descendente) e o número de unidades escaladas, para os 10 níveis de carga escolhidos são apresentados em seguida.

Tabela 4.22 - Resultados da aplicação do método com $\alpha = 0,5$ e $\Delta t = 60$ min, sem consideração de custos, para 10 níveis de carga diferentes. Nota: $P_{L_{MAX}} = 9191,8MW$

$P_L (\% * P_{L_{MAX}})$	$\Delta P_G^+ (MW)$	$\Delta P_G^- (MW)$	$\Delta P_G^{total} (MW)$	N
10%	6922,9	438,98	7361,88	13
20%	7049,91	565,11	7615,02	18
30%	7169,67	696,74	7866,41	26
40%	7250,84	783,82	8034,66	30
50%	7244,05	917	8161,05	35
60%	6324,87	1836,18	8161,05	35
70%	5405,69	2755,36	8161,05	35
80%	4486,51	3674,54	8161,05	35
90%	5929,47	2231,58	8161,05	35
100%	5374,6	2786,45	8161,05	35

É de notar que a partir dos 50% de $P_{L_{MAX}}$ já existe um nível de carga superior à soma dos níveis de potência mínima das unidades geradoras, sendo assim possível escalar todas as unidades para garantir um valor máximo de flexibilidade.

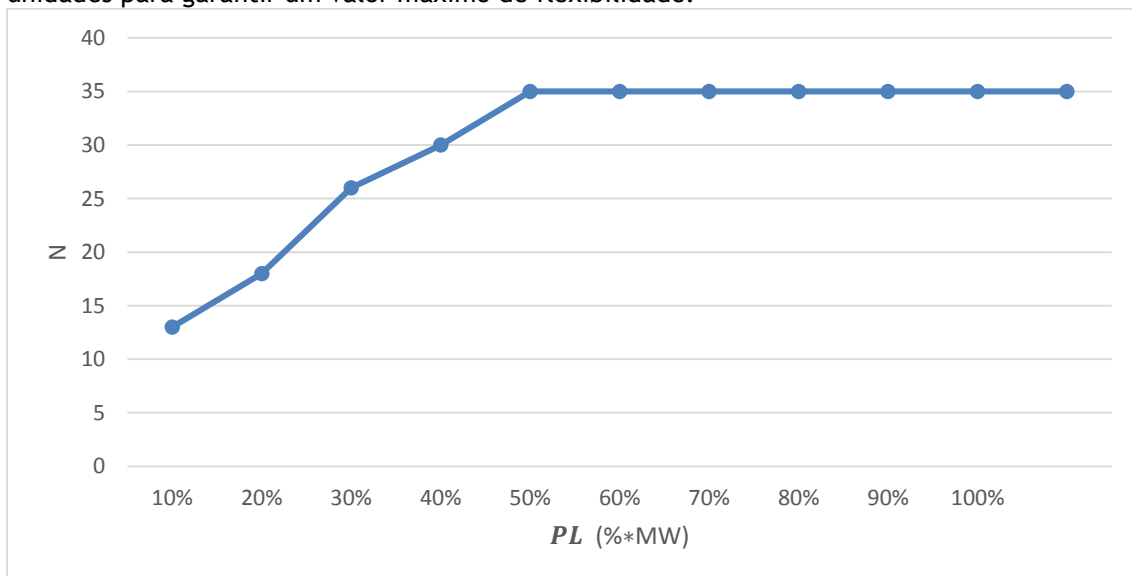


Figura 4.9 - Evolução do número de unidades despachadas com o aumento do valor de carga

As quantidades de centrais escaladas apresentadas são irrealistas, uma vez que o método escala o maior número de centrais possível, visto o seu único objetivo ser maximizar a flexibilidade.

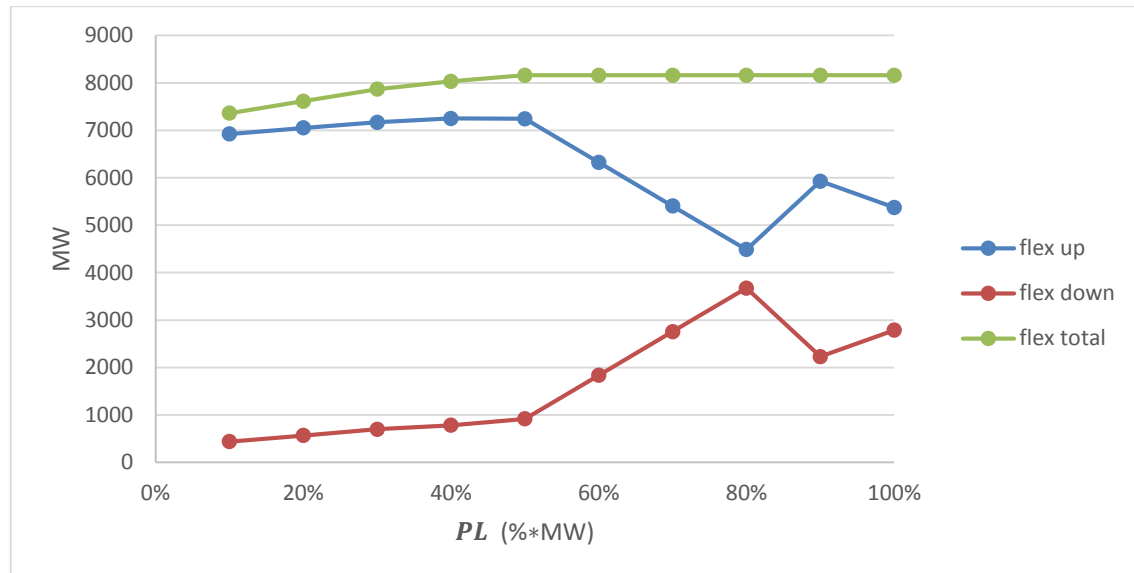


Figura 4.10 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor de carga

A partir do momento em que passam a ser escaladas todas as unidades (50% de P_{LMAX}) a flexibilidade total assume sempre o mesmo valor (8161,05MW). Até esse momento a flexibilidade total vai crescendo à medida que é aumentado o número de unidades escaladas, assim como ambas as suas componentes, ascendente e descendente. Porém, após os 50% do valor máximo de carga, à medida que se aumenta a carga até aos 80% de P_{LMAX} , a flexibilidade ascendente vai descendo progressivamente enquanto a flexibilidade descendente vai subindo progressivamente. Este fenómeno é explicável pelo facto de à medida que as unidades são despachadas com valores de produção progressivamente mais próximos da potência nominal vai diminuindo a folga ascendente e por outro lado vai aumentando a folga entre o valor de produção despachado e a potência mínima de funcionamento estável. Nos 90% e 100% da carga máxima atingida esse padrão deixa de ser seguido. Após testes adicionais, a conclusão a que se chegou foi de que esta situação retrata um caso de ótimos múltiplos, em que outro despacho que consegue melhores valores de flexibilidade ascendente, apesar de a flexibilidade descende ser diminuída, atinge o mesmo valor total de flexibilidade combinada.

Para referência, os valores de carga utilizados são apresentados de seguida em MW. É de notar de carga abaixo dos 40% da potência máxima encontrada nos dados de teste utilizados nunca foram verificados nos despachos reais, onde o menor valor de carga encontrado foi de $P_{LMIN} = 3310\text{MW}$.

Tabela 4.23 - Valores de carga utilizados para teste

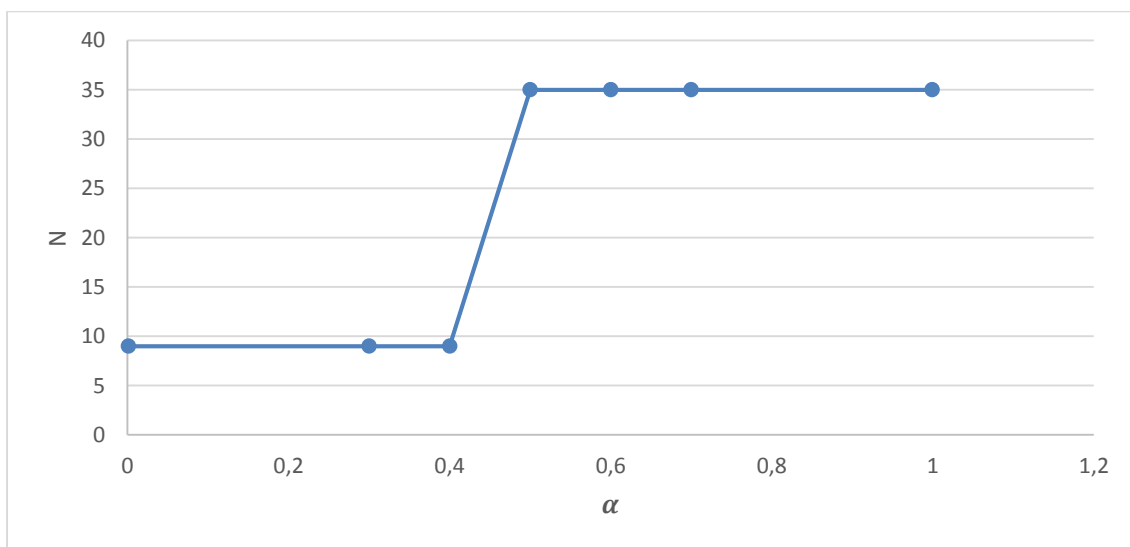
P_L (%) $* P_{L_{MAX}}$	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
P_L (MW)	919,18	1838,36	2757,54	3676,72	4595,9	5515,08	6434,26	7353,44	8272,62	9191,8

Os testes seguintes focaram-se na relevância do coeficiente α nos resultados. Considerando um valor de carga P_L igual a 50% do valor máximo de carga atingido nos dados de teste, ou seja $P_L = 4595,9\text{MW}$, foi corrido o modelo com diferentes valores de α . Os resultados são apresentados de seguida.

Tabela 4.24 - Resultados da aplicação do método a vários valores de α , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, sem consideração de custos, e com $P_L = 4595,9\text{MW}$

α	$\Delta P_G^+ \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^- \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^{total} \text{ (MW)}$	N
0,001	2612,7	4595,9	7208,6	9
0,3	2612,7	4595,9	7208,6	9
0,4	2612,7	4595,9	7208,6	9
0,5	7244,05	917	8161,05	35
0,6	7322,95	838,097	8161,047	35
0,7	7322,95	838,097	8161,047	35
0,999	7322,95	838,097	8161,047	35

Os valores extremos selecionados foram 10^{-4} e $(1 - 10^{-4})$, visto que tomando 0 e 1 como extremo o modelo despreza um dos tipos de flexibilidade, tornando-se os valores da flexibilidade desconsiderada pela a função objetivo menores e, consequentemente, os valores flexibilidade total também se apresentam inferiores ao valor que poderia ser atingido.

Figura 4.11 - Evolução do número de unidades despachadas com a variação do valor do coeficiente α

Para $\alpha \geq 0,5$ passam a ser escaladas todas as unidades geradoras e o valor de flexibilidade total mantém-se constante. A única diferença verificada foi nas centrais PEGO3 e PEGO4 os níveis de produção despachada P_G varia de caso para caso, apesar de a soma do valor destas centrais ser sempre o mesmo, assim como o valor total do sistema.

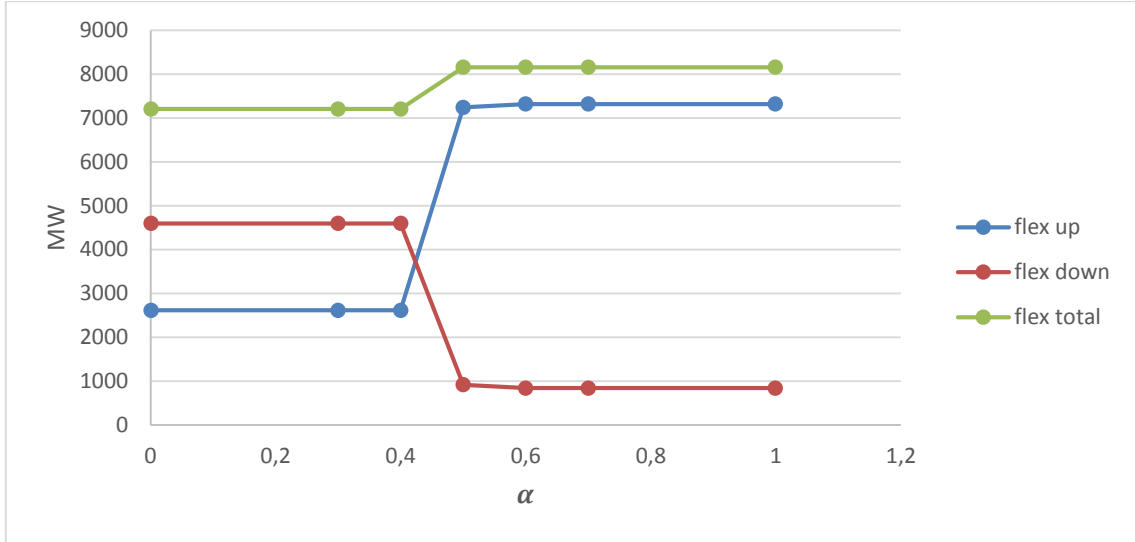


Figura 4.12 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com a variação do valor do coeficiente α

Nos testes seguintes, a variável em foco foi o custo por central M . Para estes teste foi utilizado o modelo modificado que engloba esta variável apresentado no capítulo 3.5.3, cuja função objetivo é definida por:

$$F.O. = \max(\alpha * \Delta P_G^+ + (1 - \alpha) * \Delta P_G^- - C) \quad (3.17)$$

E a variável custo é definida pela expressão:

$$C = \sum_{j=1}^n u_j \cdot M_j \quad (3.18)$$

Foram realizados teste utilizando 9 valores de custo por central escalada M . Os resultados dos testes, variando o valor do preço por unidade M são apresentados de seguida. O valor de carga considerado foi novamente correspondente a 50% do valor de carga máximo atingido nos dados de teste, $P_L = 4595,9\text{MW}$ e foi usado $\alpha = 0,5$.

Tabela 4.25 - Resultados da aplicação do método a vários valores de M , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, $\alpha = 0,5$ e com $P_L = 4595,9 \text{ MW}$

$M \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^+ \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^- \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^{total} \text{ (MW)}$	N
8	7244,05	917	8161,05	35
10	6775,602	1272,1	8047,702	29
12	6090,73	1862,1	7952,83	25
14	6090,73	1862,1	7952,83	25
16	5635,696	2254,1	7889,796	23
18	5149,785	2672,7	7822,485	21
20	4525,54	3145,9	7671,44	17
30	3445,115	3964,9	7410,015	12
100	2612,7	4595,9	7208,6	9

O número de unidades escaladas vai decrescendo progressivamente à medida que o preço por central despachada aumenta, como é observável na figura 4.13. É de notar que à medida que o aumento de M provoca que sejam escaladas menos centrais, a flexibilidade total vai também diminuindo.

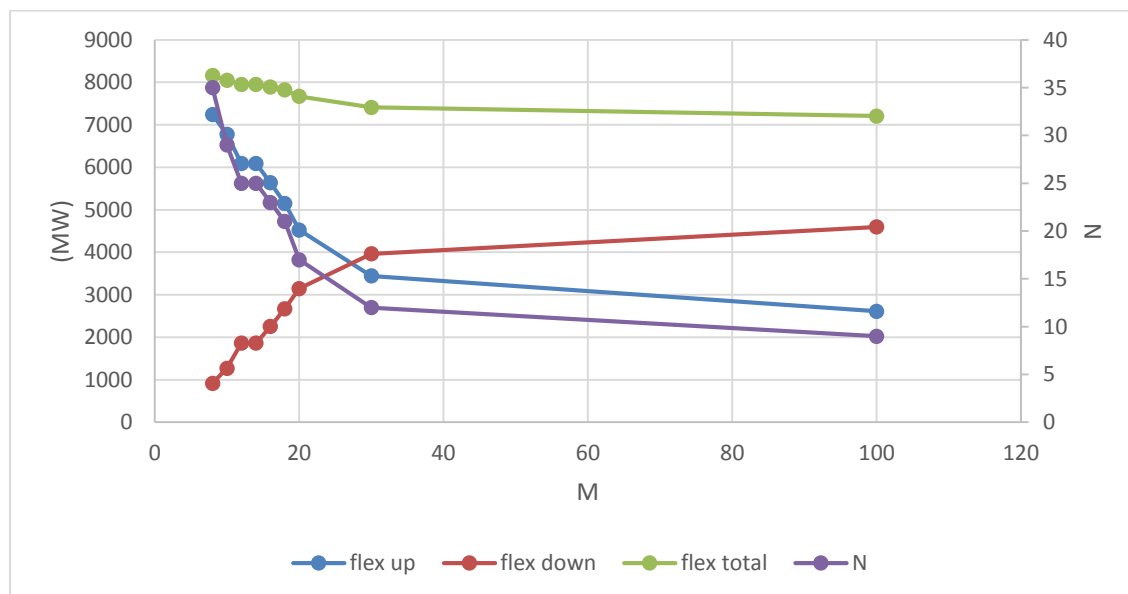


Figura 4.13 - Evolução do número de unidades escaladas e da flexibilidade com o aumento do valor do custo por unidade escalada M . Nota: as séries de flexibilidade são apresentadas relativamente ao primeiro eixo enquanto o número de unidades escaladas é apresentado relativamente ao segundo eixo

Contudo, mesmo com a diminuição do número de unidades escaladas, não é conseguida uma redução de custo total C suficiente para compensar o aumento do custo por unidade M , como é possível observar na figura 4.14, em que se verifica que o custo total aumenta progressivamente à medida que se aumenta o custo por unidade, à exceção do caso em que é considerado $M = 20$ onde existe uma ligeira diminuição do custo C relativamente ao custo

imediatamente abaixo testado. Isto mostra que a perda de centrais escaladas em prol da redução de custo não é suficiente para compensar o valor incrementado de M .

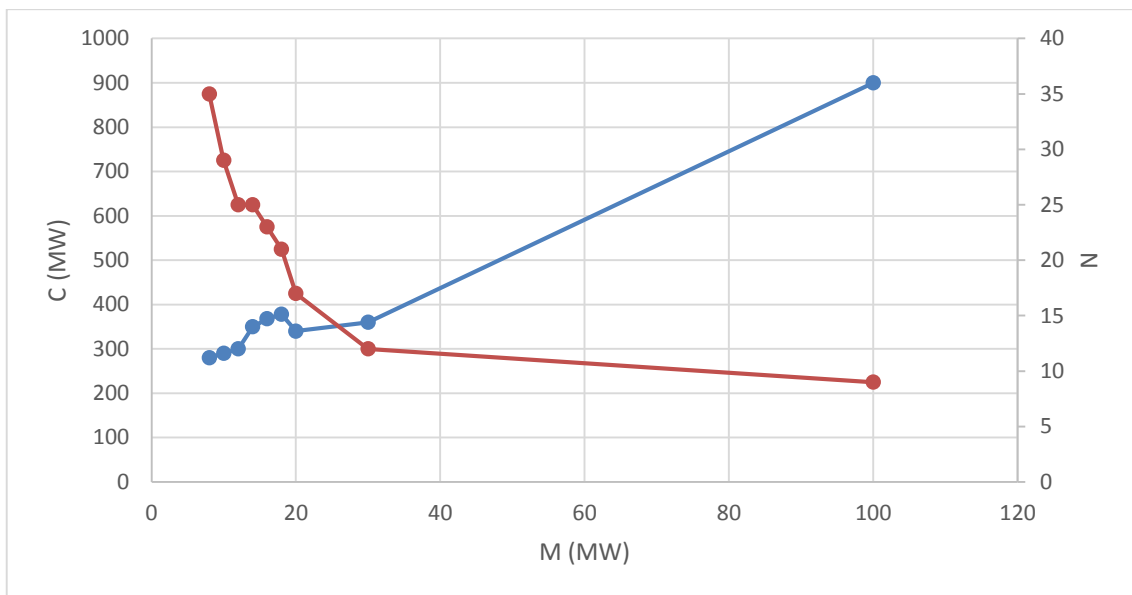


Figura 4.14 - Evolução do custo C número de unidades escaladas com o aumento do valor do custo por unidade escalada M . Nota: C é apresentado relativamente ao primeiro eixo enquanto o número de unidades escaladas é apresentado relativamente ao segundo eixo

Em consequência da diminuição do número de unidades despachadas, a flexibilidade total diminui à medida que se aumenta o custo por unidade. Contudo, a componente de flexibilidade descendente vai apresentando valores maiores à medida que o custo por unidade escalada sobe e o número de unidades despachadas desce, visto que as unidades restantes irão funcionar com um fator de carga superior, havendo uma maior folga entre a potência gerada P_{G_j} e o nível mínimo de funcionamento estável $P_{G_j,MIN}$.

Foi notada uma tendência no modelo, em que em todos os casos as centrais hidroelétricas foram despachadas. Este fenómeno é facilmente explicado pelo facto destas centrais terem características favoráveis para a flexibilidade, nomeadamente os seus elevados *ramp rates* e o facto de não possuírem valores mínimos de produção. Para contrariar esta tendência foi realizado um teste adicional em que foi considerado um custo M diferente para as centrais hidroelétricas e para as centrais térmicas, visto o modelo desenvolvido ser capaz de aceitar valores de M separadamente para cada central. No teste realizado foi atribuído um custo para os grupos térmicos de $M = 20$ e para os grupos hidroelétricos de $M = 40$. Contudo, o despacho obtido foi exatamente o mesmo do teste em que foi considerado um custo $M = 20$ para todas as unidades, o que significa que mesmo dobrando o custo de ser despachada uma central hidroelétrica não compete com a flexibilidade adicional que esta consegue oferecer em relação a uma central térmica. Esta pode ser uma fragilidade do modelo e, futuramente, seria interessante desenvolver um modelo direcionado especificamente para os grupos hídricos.

Perante os resultados dos testes realizados até então foram selecionados valores, que foram considerados de interesse, para cada uma das variáveis que esteve em foco.

Para os valores de carga, considerando que os valores encontrados nos despachos do período em análise (janeiro de 2011 a janeiro de 2013) se situam no intervalo [3310; 9191,8] MW, foram selecionados 11 valores entre 3200MW e 9200MW, com um passo de 600MW. Já para os valores do coeficiente α selecionados foram $\alpha = 0,5$ visto a partir deste valor já serem despachadas todas as unidades nos testes realizados, para além de ser interessante avaliar o efeito do modelo sem considerar nenhuma valorização de um tipo de flexibilidade em relação ao outro, e $\alpha = 2/3$ visto ser este o fator de banda utilizado pela REN. Quanto ao custo por unidade despachada, o valor selecionado foi $M = 20$ visto que, o número de centrais escaladas num despacho real verificado nos dados históricos, no qual o valor de carga foi idêntico ao valor utilizado nos teste (4595,9MW), é próximo do número de centrais escaladas pelo modelo quando foi testado com este valor de custo por unidade. Os resultados da aplicação do modelo utilizando os valores explicados para cada uma das variáveis em foco são apresentados de seguida. Na tabela 4.26 são apresentados os resultados considerando $\alpha = 0,5$ enquanto na tabela 4.27 são apresentados os resultados considerando $\alpha = 2/3$.

Tabela 4.26 - Resultados da aplicação do método a vários valores de P_L , com $\Delta t = 60$ min, $\alpha = 0,5$ e com $M = 20$

P_L (MW)	ΔP_G^+ (MW)	ΔP_G^- (MW)	ΔP_G^{total} (MW)	N
3200	5921,44	1750	7671,44	17
3800	5321,44	2350	7671,44	17
4400	4721,44	2950	7671,44	17
5000	4121,44	3550	7671,44	17
5600	3521,44	4150	7671,44	17
6200	2921,44	4750	7671,44	17
6800	2321,44	5350	7671,44	17
7400	1721,44	5950	7671,44	17
8000	1121,44	6550	7671,44	17
8600	593,2917	7078,148	7671,44	17
9200	593,2917	7078,148	7671,44	17

Tabela 4.27 - Resultados da aplicação do método a vários valores de P_L , com $\Delta t = 60 \text{ min}$, $\alpha = 2/3$ e com $M = 20$

$P_L \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^+ \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^- \text{ (MW)}$	$\Delta P_G^{total} \text{ (MW)}$	N
3200	7097,029	612,1724	7709,201	17
3800	7153,671	668,8144	7822,485	17
4400	7168,446	683,5892	7852,035	17
5000	7203,085	718,2283	7921,313	17
5600	7230,702	745,8457	7976,548	17
6200	7254,42	769,5637	8023,984	17
6800	7285,224	800,3672	8085,591	17
7400	7166,4	994,6498	8161,05	17
8000	6566,4	1594,65	8161,05	17
8600	5966,4	2194,65	8161,05	17
9200	5366,4	2794,65	8161,05	17

Enquanto no caso em que se considera $\alpha = 0,5$ o número de centrais despachadas se mantém constante para todos os valores de carga testados, no caso em que foi considerado $\alpha = 2/3$ o número de unidades despachadas vai subindo progressivamente à medida que se aumenta o nível de carga, até todas as centrais serem despachadas a partir de $P_L = 7200 \text{ MW}$. Em consequência disso, o custo também vai aumentando progressivamente até ser atingido esse valor de carga, enquanto para o caso de $\alpha = 0,5$ este se mantém constante.

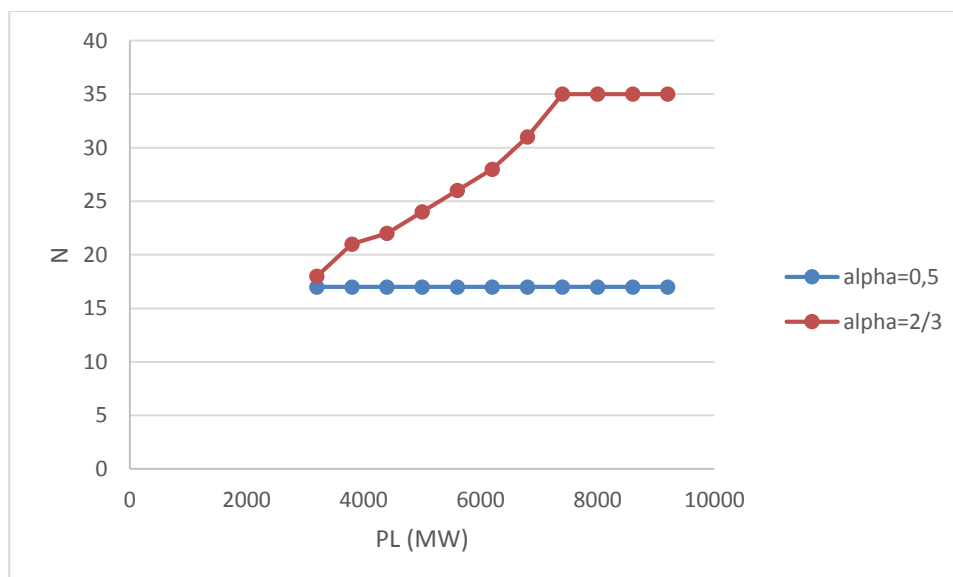


Figura 4.15 - Evolução do número de unidades despachadas com o aumento do valor da carga, para diferentes valores α

Para $\alpha = 0,5$ a flexibilidade total apresenta o mesmo valor para os diferentes níveis de carga. Isto ocorre devido ao número de unidades despachadas ser sempre o mesmo, o que se traduz num aumento da flexibilidade descendente à medida que são elevados os valores de

carga, acompanhado de uma redução da flexibilidade ascendente, uma vez que a folga em relação à potência nominal de cada central passa a ser menor e a folga em relação ao valor de produção mínima passa a ser maior, visto as centrais estarem progressivamente a operar a fatores de carga maiores.

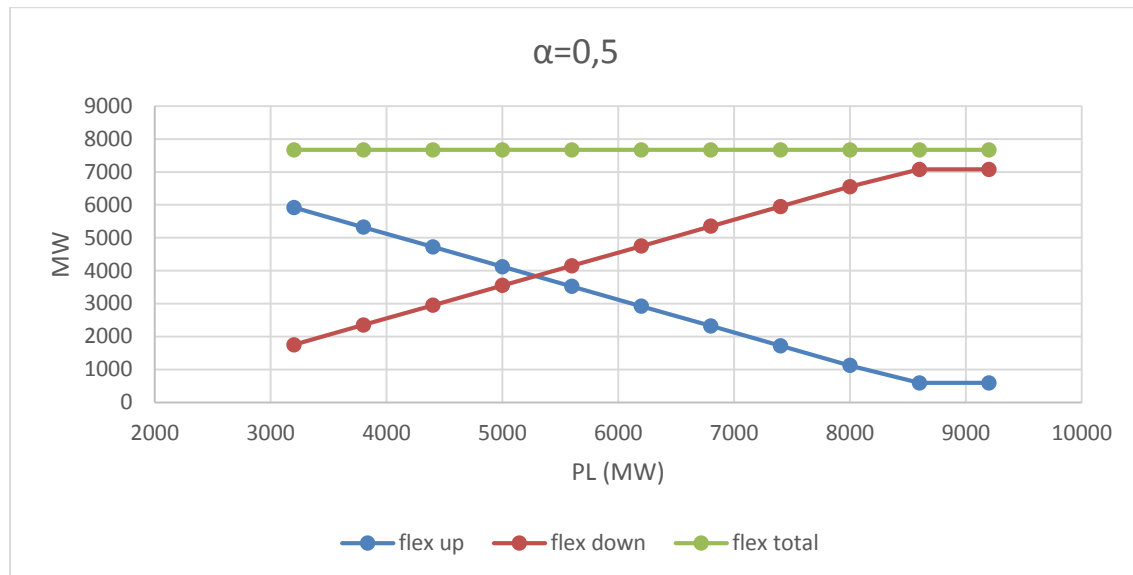


Figura 4.16 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor da carga, considerando $\alpha = 0,5$

No caso que considera $\alpha = 2/3$, uma vez que o número de unidades despachadas vai aumentando até serem despachadas todas as unidades em $P_L = 7200MW$, a flexibilidade total vai também aumentando, mantendo-se no seu pico para os valores de carga superiores ao referido. Apesar da flexibilidade total se manter constante para valores de carga superiores a $P_L = 7200MW$, a flexibilidade ascendente vai diminuindo progressivamente enquanto a flexibilidade descendente sobe, pelos mesmo motivos apresentados no caso em que foi considerado $\alpha = 0,5$.

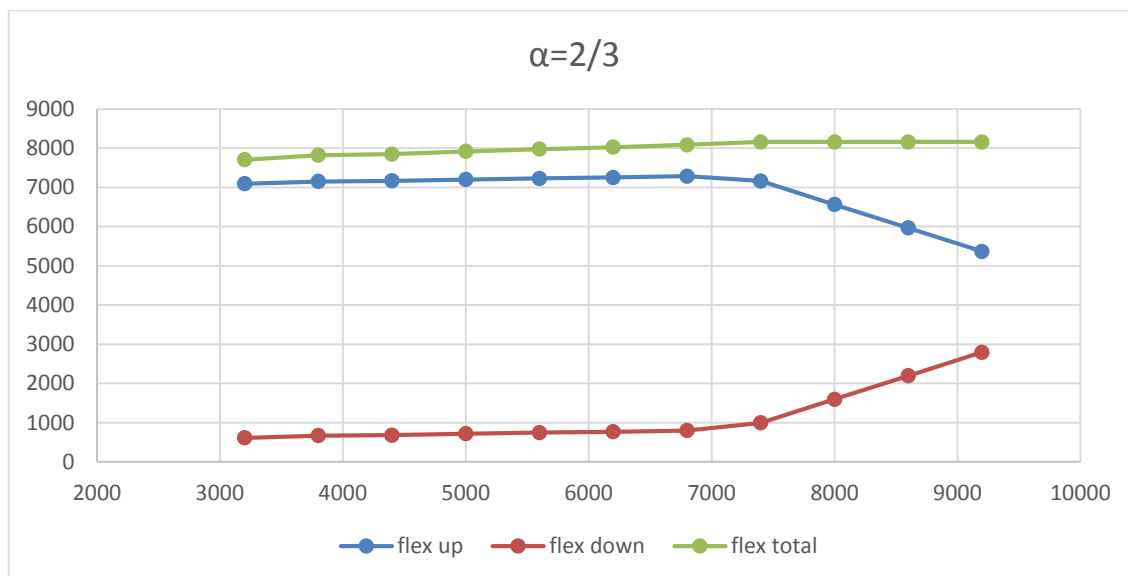


Figura 4.17 - Evolução da flexibilidade ascendente, descendente e total com o aumento do valor da carga, considerando $\alpha = 2/3$

4.5 - Comparação de Resultados

Na tabela 4.28 estão compilados alguns resultados dos métodos aplicados, considerando-se um intervalo temporal de 60min, visto ser este o intervalo comum a todos os testes. Nas primeiras três colunas são identificados os valores de carga, carga líquida ou potência eólica horária média que foram considerados em cada teste e nas restantes colunas são apresentados os valores dos resultados obtidos pelo respetivo método utilizado. No caso do *Step-changes* são apresentados os resultados de 3 desvios padrão para a produção eólica, para a carga e para a carga líquida (na 4ª, 5ª e 6ª coluna, respetivamente), que são independentes do fator de carga considerado. São apresentados na 7ª coluna os resultados médios da gama de variação, obtidos pelo *Conditional Range Metric*. Na 8ª coluna aparecem os resultados da flexibilidade disponível para certos despachos reais em resposta aos valores de carga líquida expostos. No caso dos resultados do método de determinação da flexibilidade máxima, presentes na 9ª coluna, são apresentados os valores obtidos para os níveis de carga que se consideraram relevantes para esta comparação, utilizando um coeficiente $\alpha = 2/3$ visto ser esse o valor utilizado pela REN.

Tabela 4.28 - Compilação de Resultados

<i>Carga (MW)</i>	<i>Carga líquida (MW)</i>	<i>P. eólica média (MW)</i>	<i>3σ (eólica) (MW)</i>	<i>3σ (carga) (MW)</i>	<i>3σ (carga líquida) (MW)</i>	<i>CR_{méd} io (MW)</i>	<i>Flex. Total (MW)</i>	<i>Flex. Max (MW)</i>
-	4228,2	-	376	948,7	1041,1	-	7397,6	-
-	4264,1	-				-	1015,2	-
-	-	890,9				115	-	-
-	-	1336,35				128,53	-	-
-	-	2227,25				146	-	-
-	-	3118,15				99	-	-
-	4595,9	-				243,34	-	-
3800	-	-				-	-	7822,5
4400	-	-				-	-	7852
5000	-	-				-	-	7921

Como é possível observar, mesmo no pior resultado das medições da flexibilidade disponível em escalonamentos e de despachos reais, que teve o valor de 1015,2MW, esse valor de flexibilidade corresponde a um valor semelhante a 3 desvios padrão da carga líquida, obtido pelo *step-changes*, que abrangem 99,7% dos instantes. Ou seja, o valor calculado da reserva presente no EU e DE que foram atribuídos em resposta a um valor de carga líquida de 4264, MW consegue cobrir praticamente todas as situações de variabilidade, até as mais críticas.

Os EU e DE reais que foram utilizados para responder a uma carga líquida de 4228,2MW atingem um valor de flexibilidade próximo dos valores máximos calculados para os valores de carga apresentados. Este fenómeno ocorre devido a, neste caso terem, sido escaladas duas centrais hídricas de grande potência relativamente ao outro despacho analisado, pelo que fornecem uma enorme flexibilidade ao sistema devido às suas *ramp rates* elevadas.

É de notar que para uma produção eólica média de 2227,25MW (50% da instalada), para uma taxa de cobertura de 100%, a gama de variação apresenta uma extensão de 689,75MW. Esse valor, apesar de relativamente à produção média horária considerada ser elevado, relativamente aos níveis de flexibilidade máxima que o sistema apresenta é pouco significativo.

A extensão da gama de variação média da carga líquida de um nível médio de 4595,9MW também é pequena quando comparada com o valor da reserva calculada nos despachos reais e ainda mais quando comparada com os valores de flexibilidade máxima obtidos.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 - Conclusões Finais

Com o desenvolvimento desta dissertação pretendia-se rever alguns métodos de análise e caracterização da variabilidade da produção de energia elétrica, dando especial destaque à variabilidade imposta pela introdução de energias renováveis no sistema elétrico nacional, e também rever métodos que permitissem quantificar a flexibilidade disponibilizada pelo sistema. Como tal, os objetivos foram concretizados, tendo sido testados alguns métodos de caracterização da variabilidade e flexibilidade a dados do sistema elétrico português, de forma a ser possível comparar as necessidades de flexibilidade impostas ao sistema pela variabilidade, tanto da carga como da geração renovável, com os recursos de flexibilidade que o sistema detém para lidar com essa variabilidade.

Como foi explicitado, existem várias vertentes na análise da variabilidade e devem ser consideradas diferentes escalas temporais na sua análise. Quando se consideram intervalos temporais pequenos a variabilidade dentro desses intervalos apresentou-se, como seria de esperar, menor que nos casos onde se consideram intervalos temporais maiores. No caso da variabilidade das fontes de energias renováveis, a principal causa desta é a natureza estocástica do recurso endógeno à geração, o que também torna este tipo de fontes pouco controláveis. As características de variabilidade são também distintas para as diversas fontes, tendo sido nesta dissertação focada a produção eólica. A produção eólica apresenta grande variabilidade em praticamente qualquer escala temporal. Já a carga varia de forma relativamente uniforme e sazonal. A variabilidade da carga líquida encaixa valores intermédios aos valores da produção eólica e da carga. Também se verificou que a produção eólica tem maiores desvios quando o nível médio de produção é ocupa valores intermédios e à medida que a potência eólica média aumenta a gama de oscilações vai diminuindo.

A análise estatística do histórico de séries de produção eólica é um método comprovado de obter conclusões acerca da variabilidade deste tipo de geração em determinado sistema.

Conclui-se também que a qualidade das previsões tem um papel extremamente importante na integração de energias renováveis.

As características de cada tipo de energia renovável integrado assim como a sua agregação determinam a frequência de ocorrências de grandes variações na sua produção e a sua previsibilidade.

Para a análise de requisitos de flexibilidade, a variável mais relevante é a carga líquida, cuja magnitude de variabilidade pode ser acentuada pelo grau de correlação entre a carga e a geração variável. Com a integração de energias renováveis o sistema em causa deve saber utilizar os seus recursos de forma ótima para responder ao grau de variabilidade que é introduzida e pode até ser necessária a expansão destes recursos.

No contexto da flexibilidade, também se verificou que esta é determinada por diversos parâmetros. A flexibilidade de um sistema está dependente da flexibilidade que cada recurso desse sistema consegue fornecer. Existem recursos que constituem fontes de flexibilidade, nomeadamente a geração convencional presente no sistema, dispositivos de armazenamento e a capacidade de gestão do lado da carga. A geração convencional constitui a principal fonte de flexibilidade pelo que foi a componente tida em análise nos testes realizados. Para esta análise as características das centrais são determinantes, como as suas *ramp rates* nominais, potências máximas e níveis mínimos de funcionamento.

Existem vários fatores que restringem a flexibilidade de um sistema, como por exemplo os tempos mínimos de paragem e de funcionamento de determinadas centrais. Para além disso, a rede de transmissão também pode constituir uma limitação à flexibilidade se se demonstrar insuficiente para transportar a energia disponibilizada por um gerador em determinado barramento para alimentar uma carga noutra barramento qualquer.

Existem várias formas de analisar a flexibilidade de determinado sistema, desde observar as oscilações da frequência deste ou análise de EU e DE, até à aplicação de métodos mais complexos.

A determinação da flexibilidade de um sistema é importante para os operadores de sistema e permite deliberar se o sistema é suficientemente flexível para responder às variações da carga líquida, sendo assim também um parâmetro importante para o planeamento a longo prazo do sistema.

Perante os resultados obtidos através dos diversos testes realizados, conclui-se que o sistema elétrico português apresenta boas características a nível de flexibilidade relativamente aos graus de variabilidade com que tem de lidar. Particularmente através dos resultados obtidos pelo método de determinação da flexibilidade máxima para diversos níveis de carga, comprova-se que se os recursos do sistema forem utilizados otimamente, o sistema consegue um nível de flexibilidade muito superior às necessidades impostas pela variabilidade, apesar de isso poder ocorrer a um custo que não seja comportável.

5.2 - Desenvolvimentos Futuros

Apesar de se ter encontrado várias vertentes interessantes na caracterização da variabilidade e da flexibilidade, devido ao tempo limitado deste trabalho, não foi possível enveredar por todas as dimensões possíveis. Como tal, de seguida é apresentada uma lista de sugestões para trabalhos futuros, como forma de continuação à abordagem do problema de análise e caracterização da variabilidade e flexibilidade de um sistema:

- A aplicação de uma análise estatística às séries de desvios obtidas através do CRM de modo a serem expostos os períodos de maior variabilidade e tentar, a partir daí, encontrar uma ou várias tendências;
- O desenvolvimento de um método automatizado de aplicação do CRM, uma vez que a sua aplicação é um processo algo moroso e demorado;
- Realização de mais testes aplicando o CRM a mais valores médios de produção eólica, de carga e de carga líquida, considerando-se uma resolução de 1% interessante para uma caracterização mais detalhada do grau de variabilidade;
- Desenvolver um método que calcule a flexibilidade fornecida pelas centrais hidroelétricas separadamente das térmicas;
- Modificar o método desenvolvido para determinação da flexibilidade máxima de forma a considerar a flexibilidade adicional que pode ser fornecida pelas unidades que consigam arrancar num tempo inferior ao intervalo considerado e pela bombagem;
- Aplicar a esse método um estudo mais aprofundado acerca dos custos associados a cada central e do valor de *tradeoff* de flexibilidade por custo económico que se adequa ao sistema em estudo, de forma a tornar o método mais realista;
- Introduzir a taxa de saída de serviço das unidades geradoras no cálculo da flexibilidade do sistema;
- Desenvolvimento de um método de análise da flexibilidade que considere os dispositivos de armazenamento e recursos do lado da carga;
- Desenvolvimento de um método híbrido que calcule a variabilidade da carga líquida através do CRM, por exemplo, e a flexibilidade do sistema e compare automaticamente os valores de ambas, fixando uma razão entre ambos e verificar se esta se encontra dentro dos requisitos de reserva dos operadores de sistema.

Referências

- [1] Lannoye, E., D. Flynn, and M. O'Malley, *Evaluation of power system flexibility*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2012. 27(2): p. 922-931.
- [2] Bessa, R., et al., *Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation*. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 2013.
- [3] Eamonn Lannoye, D.F., Mark O'Malley, *Power System Flexibility Assessment - State of the Art*. 2012.
- [4] Coelho, C. *Objectivos 20-20-20*. Dicionário Europeu 2007 [cited 2014; Available from: http://www.carloscoelho.eu/saber_mais/ver_dicionario.asp?submenu=35&gloss=508].
- [5] Alves, F. *As Energias Renováveis em Portugal - Ponto da situação*. 2009; Available from: <http://naturlink.sapo.pt/Natureza-e-Ambiente/Energia/content/As-Energias-Renovaveis-em-Portugal--Ponto-da-situacao?bl=1>.
- [6] Momoh, J.A. and K. D'Arnaud. *Optimizing grid connected renewable energy resources with variability*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. 2012. IEEE.
- [7] Boutsika, T. and S. Santoso, *Quantifying short-term wind power variability using the conditional range metric*. Sustainable Energy, IEEE Transactions on, 2012. 3(3): p. 369-378.
- [8] Phil Coker, J.B., Tim Cockerill, David Shipworth, *Measuring significant variability characteristics: An assessment of three UK renewables*. Renewable Energy, 2013. 53: p. 111-120.
- [9] Sinden, G., *Renewable electricity generation: resource characteristics and implications of wind, wave and tidal stream power in the UK*. 2007, University of Oxford.
- [10] Shedd, S., et al., *A Statistical Characterization of Solar Photovoltaic Power Variability at Small Timescales*. 2012.
- [11] Sengupta, M. *Measurement and modeling of solar and PV output variability*. in *Proc. Solar*. 2011.
- [12] Chen, Y.C. and A.D. Domínguez-García, *A method to study the effect of renewable resource variability on power system dynamics*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2012. 27(4): p. 1978-1989.
- [13] Ela, E. and M. O'Malley, *Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2012. 27(3): p. 1324-1333.
- [14] Sun, Y.-z., et al. *Review on frequency control of power systems with wind power penetration*. in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*. 2010. IEEE.
- [15] Rivier Abbad, J., *Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism*. Energy Policy, 2010. 38(7): p. 3174-3179.
- [16] Lannoye, E., D. Flynn, and M. O'Malley. *Assessment of power system flexibility: A high-level approach*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*. 2012. IEEE.
- [17] Gross, R., *The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network*. 2006: UK Energy Research Centre.

- [18]Keane, A., et al., *Capacity value of wind power*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2011. 26(2): p. 564-572.
- [19]Halamay, D.A. and T.K. Brekken. *A methodology for quantifying variability of renewable energy sources by reserve requirement calculation*. in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
- [20]Louie, H. *Characterizing and modeling aggregate wind plant power output in large systems*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
- [21]Louie, H. *Evaluation of probabilistic models of wind plant power output characteristics*. in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on*. 2010. IEEE.
- [22]Lannoye, E., D. Flynn, and M. O'Malley. *The role of power system flexibility in generation planning*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. 2011. IEEE.
- [23]Lannoye, E., *Flexibility in power systems*. 2010, Dublin, Ireland: Electricity Research Center (ERC).
- [24]Soder, L., et al., *Experience and challenges with short-term balancing in European systems with large share of wind power*. Sustainable Energy, IEEE Transactions on, 2012. 3(4): p. 853-861.
- [25]Agency, I.E., *A Guide to the Balancing Challenge*. Harnessing Variable Renewables, 2011.
- [26]Holttinen, H., et al. *Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power*. in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*. 2013. IEEE.
- [27]Matos, M.A., *Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho*. 2007.
- [28]Ortega-Vazquez, M.A. and D.S. Kirschen. *Should the spinning reserve procurement in systems with wind power generation be deterministic or probabilistic?* in *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on*. 2009. IEEE.
- [29]Lannoye, E., et al. *Integration of variable generation: capacity value and evaluation of flexibility*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
- [30]Weber, C. *Valuation of variability and unpredictability for electricity generation*. in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. 2008. IEEE.
- [31]Hug-Glanzmann, G. *A hybrid approach to balance the variability and intermittency of renewable generation*. in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*. 2011. IEEE.
- [32]Lokhov, A., *Load-following with nuclear power plants*. NEA News, 2011(29.2): p. 18-20.
- [33]Auer, J., et al., *State-of-the-art electricity storage systems*. Current Issues Natural resources. Deutsche Bank Research, 2012.
- [34]Qadrdan, M., et al. *Impact of wind variability on GB gas and electricity supply*. in *Sustainable Energy Technologies (ICSET), 2010 IEEE International Conference on*. 2010. IEEE.
- [35]Brooks, A., et al., *Demand dispatch*. Power and Energy Magazine, IEEE, 2010. 8(3): p. 20-29.
- [36]Schuelke, A. and K. Erickson. *Serving solar variations with consumption control of smart appliances and electric vehicles*. in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. 2011. IEEE.
- [37]DGEG. *Direcção Geral de Energia e Geologia*. 2014; Available from: <http://www.dgeg.pt/>.

- [38]REN. *Sistema de Informação de Mercados de Energia*. 2014; Available from: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/Paginas/default.aspx>.
- [39]Ela, E., et al. *Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
- [40]Tuohy, A. and M. O'Malley. *Impact of pumped storage on power systems with increasing wind penetration*. in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. 2009. IEEE.
- [41]Banakar, H., C. Luo, and B.T. Ooi, *Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation*. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2008. **23**(1): p. 150-160.
- [42]Díaz-González, F., et al., *A review of energy storage technologies for wind power applications*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012. **16**(4): p. 2154-2171.
- [43]Hedegaard, K. and P. Meibom, *Wind power impacts and electricity storage-a time scale perspective*. *Renewable Energy*, 2012. **37**(1): p. 318-324.
- [44]Storry, R.L., G. Ault, and S. Galloway. *The Use of Electrical Thermal Storage to Balance the Variability and Intermittency of Renewable Energy*. in *Universities' Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International*. 2011. VDE.
- [45]Ma, J., et al. *Optimizing the flexibility of a portfolio of generating plants*. in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. 2011.
- [46]Ensslin, C., et al. *Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration*. in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. 2008. IEEE.
- [47]Corporation, N.A.E.R., *Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies*, M.G. Lauby, Editor. 2010.
- [48]Leite da Silva, A.M., et al., *Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources*. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 2010. **25**(1): p. 106-116.
- [49]Menemenlis, N., M. Huneault, and A. Robitaille. *Thoughts on power system flexibility quantification for the short-term horizon*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. 2011. IEEE.
- [50]OpHB-Team, U., *UCTE Operation Handbook Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*. UCTE, July, 2004.
- [51]Black&Veatch, N.R.E.L., *Cost and performance data for power generation technologies*. 2012.