

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica
Sistemas Eléctricos de Energia

Impacto da introdução de baterias num SEE isolado

O caso da ilha da Madeira

Miguel José Rodrigues Teixeira Miguel

Sob Orientação da Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira

Coorientação da Empresa de Eletricidade da Madeira



Porto, 5 de Dezembro de 2013

O presente trabalho tem como objetivo a atribuição ao autor o grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica em Sistemas Eléctricos de Energia, com a orientação da Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira do Instituto Superior de Engenharia do Porto e a coorientação dos Engenheiros Agostinho Figueira e Aires Henriques da Empresa de Electricidade da Madeira, motivada pela vontade do candidato em contribuir ativamente para a resolução de um problema na rede eléctrica madeirense levantado pela empresa.

RESUMO

Com a crescente integração de energias renováveis variáveis nos sistemas elétricos de energia surgem novos desafios à maneira como se efetua a exploração dos mesmos, devido à dificuldade na previsão produção e na controlabilidade destas energias.

Estes desafios são ainda maiores quando se analisa uma rede elétrica isolada de pequenas dimensões sem possibilidade de ser interligada a uma rede continental, por apresentar uma maior fragilidade e daí resultarem critérios de exploração muito mais apertados, de forma a garantir da melhor forma a segurança e estabilidade da rede.

Consequentemente existe a necessidade de serem adotadas medidas que atenuem os impactos da variabilidade e tornem mais previsíveis as energias renováveis. É neste âmbito que surgem as tecnologias de armazenamento de energia elétrica.

O presente documento apresenta um estudo aprofundado ao sistema eletroprodutor da ilha da Madeira e às suas especificidades, analisando a viabilidade técnica da introdução de baterias em larga escala no sistema.

De forma a realizar esta análise, criou-se uma ferramenta de simulação em *Matlab*, que visou quantificar o impacto da introdução de baterias, quer ao nível da integração de energia eólica, quer ao nível da redução da produção térmica.

Esta ferramenta permite ainda uma análise gráfica do diagrama de produção agregado diário, assim como a evolução de potência e energia na bateria.

Palavras-chave: Rede isolada, Integração de energia eólica, Armazenamento de energia, Baterias, Ferramenta de simulação, Ilha da Madeira.

ABSTRACT

As the integration in electrical grids of variable renewable energies grows, new challenges emerge to the way the grid is managed, due to the difficulty of predicting their power output, as well as the lack of controllability.

These challenges are even bigger when it comes to small isolated electrical grids, which have no possibility of being connected to a continental grid, due to its fragility and the rigorous management criteria that are necessary in order to guarantee the safety and stability standards.

Therefore, there is a necessity of taking measures that reduce the variability and make renewable energy generation more predictable. It is in this context that arise electrical energy storage systems.

This report presents a profound analysis of the Madeira island electrical system and its specificities, studying the technical feasibility of the introduction of large scale batteries into the grid.

As a mean of conducting this study, a simulation tool was created in *Matlab*, that allowed to quantify the impact of the introduction of large scale batteries, in the integration of wind energy as well as in the thermal plants.

This tool also allows the graphical analysis of the daily production, as well as the evolution of the power and energy in the battery.

Keywords: Isolated grid, Wind energy integration, Energy storage, Batteries, Simulation tool.

AGRADECIMENTOS

Ao longo de todo o tempo de elaboração deste trabalho foram inúmeras as pessoas que me apoiaram e incentivaram. Existem porém, algumas pessoas que não posso deixar de agradecer.

À minha orientadora do ISEP, a Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira, pela sua orientação em aspetos mais científicos e de organização do trabalho.

Aos meus coorientadores da EEM, o Engenheiro Agostinho Figueira e o Engenheiro Aires Henriques, pela sua enorme disponibilidade e orientação nos aspetos mais técnicos do trabalho.

À minha família, em especial ao meu pai, os meus irmãos e os meus avós, que como sempre foram fundamentais em mais uma fase importante da minha vida.

À minha falecida mãe que levo sempre no meu pensamento, apesar de não estar fisicamente presente.

À minha namorada, que me apoiou sempre, principalmente nos momentos mais difíceis deste desafio.

E por fim, mas não menos importantes, aos meus grandes amigos e colegas de curso.

A todos vós, muito obrigado!

Miguel José Rodrigues Teixeira Miguel.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Motivação e Objetivos.....	2
1.3. Estrutura do trabalho	3
2. CARATERIZAÇÃO DO SEPM	5
2.1. Tecnologias de produção de energia	5
2.1.1. Centrais termoelétricas	6
2.1.2. Centrais Hidroelétricas	7
2.1.3. Parques Eólicos	9
2.1.4. Parques Fotovoltaicos.....	13
2.2. Caracterização e abastecimento dos consumos.....	13
2.2.1. Abastecimento dos consumos	15
2.3. Política energética regional motivada pela política europeia	16
2.4. Gestão técnica do SEPM	17
2.4.1. Serviços de sistema	18
2.4.2. Constrangimentos ao aumento das energias renováveis na região	19
2.4.3. Critérios de despacho	19
2.5. Análise conclusiva.....	20
3. INCLUSÃO DE BATERIAS PARA AUMENTO DA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	21
3.1. Energia Eólica e estratégias de minimização da sua variabilidade	21
3.2. Soluções de armazenamento de energia	22
3.3. Situação atual das tecnologias de armazenamento.....	27
3.4. Solução adotada	29
3.4.1. Baterias de Sulfato de Sódio (NaS).....	30
3.4.2. <i>Flow Batteries</i>	31
3.4.3. Baterias de Iões de Lítio	32

3.4.4.	Baterias de chumbo convencionais	33
3.4.5.	Modos de funcionamento	33
3.4.6.	Projetos implementados.....	37
3.4.7.	Características das baterias a utilizar na simulação	38
3.5.	Análise conclusiva.....	38
4.	FERRAMENTA DE ANÁLISE AO IMPACTO DA INTRODUÇÃO DE BATERIAS NO SEPM.....	39
4.1.	Processo de evolução.....	39
4.2.	Pressupostos.....	40
4.2.1.	Fluxograma do programa.....	41
4.3.	Metodologia utilizada.....	41
4.3.1.	Notação utilizada.....	41
4.3.2.	Restrições existentes	41
4.3.3.	Excesso de potência produzida	41
4.3.4.	Défice de potência produzida	48
4.4.	Implementação	52
5.	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	53
5.1.	Estrutura de apresentação de resultados	53
5.1.1.	Gráficos	53
5.1.2.	Tabelas de resultados.....	54
5.2.	Cenários simulados	55
5.2.1.	Atual.....	55
5.2.2.	Redespacho	58
5.2.3.	Aumento da potência eólica instalada	61
5.2.4.	Aumento da potência eólica instalada com redespacho	64
5.2.5.	Aumento da potência consumida com aumento da potência eólica instalada	65
5.2.6.	Cenário atual com baterias de elevada capacidade	68
5.2.7.	Cenário atual com redespacho baterias com autonomia de 15 minutos	69
5.2.8.	Cenário 2020.....	71
5.3.	Análise conclusiva.....	74
6.	CONCLUSÃO.....	75

6.1. Conclusões	75
6.2. Trabalhos futuros	76
BIBLIOGRAFIA	79
ANEXOS	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Mapa do território de Portugal continental com pormenor do arquipélago da Madeira	1
Figura 2.1 – Localização das centrais termoelétricas na ilha da Madeira	6
Figura 2.2 – Localização das centrais hidroelétricas na ilha da Madeira.....	8
Figura 2.3 – Esquema de um aerogerador com gerador de velocidade constante.....	10
Figura 2.4 – Esquema de um aerogerador com gerador de indução de deslizamento variável	10
Figura 2.5 – Esquema de um aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado	11
Figura 2.6 – Esquema de um aerogerador com conversão total de potência	11
Figura 2.7 – Localização dos parques eólicos na ilha da Madeira	12
Figura 2.8 – Evolução do consumo anual 2009 a 2012	13
Figura 2.9 – Diagramas de cargas característicos por estação do ano	14
Figura 2.10 – Evolução do mix de produção anual de 2009 a 2012.....	15
Figura 2.11 – Gráfico de percentagem de energia emitida à rede no ano 2012	16
Figura 3.1 – Tecnologias de armazenamento de energia - Comparação de potência nominal vs capacidade.....	23
Figura 3.2 – Estado de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia elétrica	27
Figura 3.3 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da eficiência e esperança de vida.	28
Figura 3.4 – Composição de uma bateria de NaS.....	30
Figura 3.5 – Esquema de funcionamento das baterias de fluxo	31

Figura 3.6 – Composição e funcionamento de uma baterias de iões de lítio	32
Figura 3.7	33
Figura 3.8 – Descrição gráfica da compensação pela intermitência das energias renováveis.....	34
Figura 3.9 – Resultados operacionais do controlo de produção ao longo de 8 horas das baterias de NAS	34
Figura 3.10 – Modo de operação em subestações de produção	35
Figura 3.11 – Modo de operação ótimo para serviços de sistema.....	35
Figura 3.12 – Utilização em <i>smartgrids</i>	36
Figura 3.13 – Exemplo de aplicação no Japão de baterias de NaS, NGK	37
Figura 4.1 – Exemplo de diagrama de produção agregado (caso de excedente de potência e potência consumida mantém-se).....	42
Figura 4.2 – Áreas do triângulo	45
Figura 4.3 - Exemplo de diagrama de produção agregado (caso de défice de potência e potência consumida mantém-se).....	48
Figura 5.1 – Gráficos respectivos ao dia 30 de Outubro com baterias de 10 MWh de capacidade e 5 MW de potência nominal situação atual.....	53
Figura 5.2 – Dia 30 de Outubro_Sem baterias_Cenário atual.....	57
Figura 5.3 – Dia 30 de Outubro_10 MWh e 10 MW_Cenário atual	57
Figura 5.4 – Dia 30 de Outubro_20 MWh e 10 MW_Cenário atual	57
Figura 5.5 – Dia 30 de Outubro_30 MWh e 10 MW_Cenário atual	58
Figura 5.6 – Dia 30 de Outubro_10 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho ...	60
Figura 5.7 – Dia 30 de Outubro_20 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho ...	60
Figura 5.8 – Dia 30 de Outubro_30 MWh e 20 MW_Cenário atual com redespacho ...	60
Figura 5.9 – Dia 8 de Junho_Sem baterias_Cenário de eólica + 50%.....	62
Figura 5.10 – Dia 8 de Junho_10 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%	62
Figura 5.11 – Dia 8 de Junho_20 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%	63
Figura 5.12 – Dia 8 de Junho_30 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%	63
Figura 5.13 – Dia 8 de Junho_10 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho	64

Figura 5.14 – Dia 8 de Junho_20 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho	65
Figura 5.15 – Dia 8 de Junho_30 MWh e 20 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho	65
Figura 5.16 – Dia 16 de Novembro_Sem baterias_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho	66
Figura 5.17 – Dia 16 de Novembro_10 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho	67
Figura 5.18 – Dia 16 de Novembro_20 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho	67
Figura 5.19 – Dia 16 de Novembro_30 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho	67
Figura 5.20 – Dia 16 de Novembro_120 MWh e 20 MW_Cenário atual com baterias de elevada capacidade.....	68
Figura 5.21 – Dia 16 de Novembro_240 MWh e 40 MW_Cenário atual com baterias de elevada capacidade.....	69
Figura 5.22 – Dia 30 de Novembro_2,5 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia	70
Figura 5.23 – Dia 30 de Novembro_5 MWh e 20 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia	70
Figura 5.24 – Dia 30 de Novembro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia	71
Figura 5.25 – Dia 16 de Fevereiro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020	72
Figura 5.26 – Dia 8 de Junho_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020.....	73
Figura 5.27 – Dia 1 de Agosto_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020.....	73
Figura 5.28 – Dia 16 de Novembro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020	73

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tabela resumo das centrais existentes no SEPM, no ano de 2012.	5
Tabela 2.2 – Resumo da central termoelétrica da Vitória	7
Tabela 2.3 – Centrais hidroelétricas do SEPM.....	8
Tabela 2.4 – Horários de Ponta, Cheias e Vazio	15
Tabela 2.5 – Tabela resumo das energias fornecida por cada tipo de central	16
Tabela 2.6 – Objetivos, metas e resultados esperados segundo o Plano de Acção para a Energia Sustentável da Ilha da Madeira.	16
Tabela 2.7 – Resumo da potência instalada e da energia produzida pelo SEPM	20
Tabela 2.8 – Resumo da potência instalada e energia produzida da RNT de Portugal Continental	20
Tabela 3.1 – tabela resumo das tecnologias de armazenamento de energia eléctrica	26
Tabela 3.2 – Capacidade instalada por tipo de armazenamento de energia eléctrica mundialmente no ano de 2011	27
Tabela 3.3 – Tabela comparativa de custos de tecnologias de armazenamento.....	28
Tabela 4.1 – Dados para exemplo de carga.....	47
Tabela 4.2 – Dados para exemplo de descarga.....	51
Tabela 5.1 – Exemplo de tabela de resultados (cenário atual)	54
Tabela 5.2 – Tabela de Resultados do cenário atual.....	56
Tabela 5.3 – Tabela de resultados do cenário de eólica atual com redespacho.....	59
Tabela 5.4 – Tabela comparativa cenário atual vs cenário atual com redespacho (caso da bateria de 10 MWh de capacidade e 10 MW de potência).....	59
Tabela 5.5 – Tabela de resultados do cenário de aumento eólica (50%) sem redespacho.. ..	61
Tabela 5.6 – Tabela de resultados do cenário com aumento de eólica (50%) com redespacho	64
Tabela 5.7 – Tabela de resultados do cenário com aumento da energia consumida e de eólica (50%).....	66

Tabela 5.8 – Tabela de resultados do cenário atual com baterias de elevada capacidade e potência	68
Tabela 5.9 – Tabela de resultados do cenário com redespacho e baterias com autonomia de 15 minutos.....	69
Tabela 5.10 – Tabela de resultados comparativa entre cenário atual, cenário 2020 sem e com baterias.....	72

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO I – Despacho de grupos típico em 2013.....	84
ANEXO II – Critérios de despacho	85
ANEXO III – Fluxograma de funcionamento da ferramenta de simulação.....	86

ABREVIATURAS E ACRÓNIMOS

AREAM – Agência Regional da Energia e Ambiente da Madeira

CA – Conselho de Administração

DEE – Departamento de Engenharia Eletrotécnica

DEP – Direção de Estudos e Planeamento

DRCIE – Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

EPRI – *Electric Power Research Institute*

ER – Energias Renováveis

ESA – *Electricity Storage Association*

EUA – *Estados Unidos da América*

FCTUNL – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

IEC – *International Electrotechnical Commission*

ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto

IST – Instituto Superior Técnico

PC – Potência Consumida

PE – Potência Eólica

PH – Potência Hidroelétrica

PS – Potência Solar

PT – Potência Térmica

RAM – Região Autónoma da Madeira

REN – Redes Energéticas Nacionais

RNT – Rede Nacional de Transporte

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SEE – Sistema Elétrico de Energia

SEPM – Sistema Eletroprodutor Madeirense

UE – União Europeia

UNESA – *Asociación Española de la Industria Eléctrica*

UPS – *Uninterrupted Power Source*

US – *United States*

Unidades de Potência

kW – kilo Watt

MW – Mega Watt

Unidades de Energia

kWh – kilo Watt hora

MWh – Mega Watt hora

GWh – Giga Watt hora

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem como objeto de estudo o sistema electroprodutor da ilha da Madeira, tendo em conta o plano estratégico traçado para os próximos anos e as suas especificidades.

Perante o constante agravamento dos preços dos combustíveis fósseis, é imperativo, do ponto de vista estratégico, investir nos recursos endógenos, nomeadamente nos renováveis, tendo em vista diminuir a dependência exterior e os custos ambientais.

Porém, o investimento em energias renováveis acarreta grandes constrangimentos técnicos para as redes elétricas, em particular, e de forma mais gravosa, em redes isoladas e de pequena ou média dimensão, como é o caso da Madeira.

Posto isto, e atendendo a que este tipo de energias são muito variáveis e difíceis de prever, torna-se cada vez mais necessário adotar estratégias para minimizar estes constrangimentos, com o objetivo de tornar o sistema mais estável e eficiente.

1.1. Enquadramento

O arquipélago da Madeira é uma das regiões ultraperiféricas da União Europeia, situado a Sudoeste do território continental de Portugal (Figura 1.1), é composto por quatro grupos de ilhas: a ilha da Madeira, a maior e objeto de estudo neste trabalho; a ilha do Porto Santo; as ilhas Desertas; e as ilhas Selvagens, que não estão representadas na figura devido ao seu afastamento relativamente às restantes ilhas.

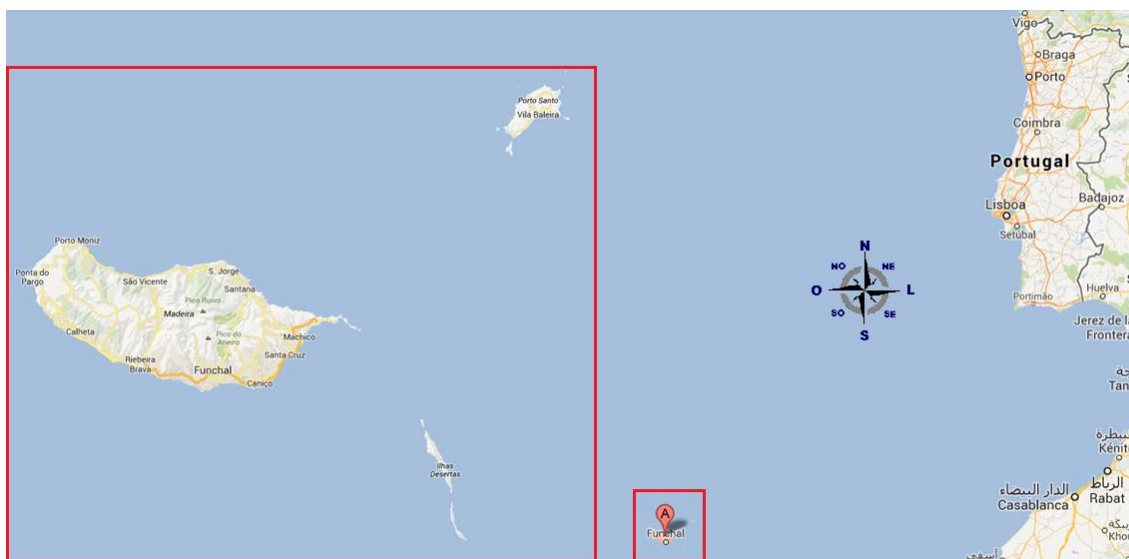


Figura 1.1 – Mapa do território de Portugal continental com pormenor do arquipélago da Madeira

A ilha da Madeira é a maior das ilhas do arquipélago, com uma área terrestre de 736,75 km², comprimento e largura máximas de 58 km (Este-Oeste) e 23 km (Norte-Sul), respetivamente (AREAM, DRCIE e EEM, 2012), e 262 302 habitantes, concentrados maioritariamente na capital de distrito – Funchal –, de acordo com o censo realizado no ano de 2011.

Considerada pela Comissão Europeia uma região ultraperiférica, caracteriza-se por ser uma região pertencente à União Europeia, localizada fora dos limites do território continental e atrasada estruturalmente. Este atraso estrutural é causado pelas características inerentes a estas regiões que são: o grande afastamento, a insularidade, o terreno e clima agrestes, a dependência económica em determinados tipos de bens, e limitações nos recursos e produção de produtos. Todos estes fatores condicionam gravemente o desenvolvimento económico e social destas regiões (Comissão Europeia, 2012).

Como forma de atenuar estas condicionantes, a UE aplica medidas e disponibiliza incentivos, com o objetivo de que estas regiões possam atingir o nível de desenvolvimento social e económico médio da União, como por exemplo, projetos que visem diminuir a dependência económica exterior, em particular no sector energético, desenvolvido adiante no capítulo 2.

1.2. Motivação e Objetivos

Perante esta realidade, onde o setor energético tem um grande impacto na economia local e apresenta um elevado potencial de otimização e melhoramento, surge o presente trabalho, que pretende explorá-lo através do desenvolvimento de uma solução, que visa diminuir a dependência exterior e melhorar, do ponto de vista estratégico, o sistema elétrico regional.

Neste sentido, após uma análise ao panorama energético da região, verificou-se que esta é rica em recursos naturais que poderão ser potenciados para a produção de energia elétrica, tornando assim o sistema mais eficiente, robusto e com menor dependência externa. Dois desses recursos são a energia eólica e a energia solar, porém, como poderemos ver adiante nos capítulos 2 e 3, a sua exploração apresenta desafios técnicos que terão de ser ultrapassados, de forma a minimizar o desperdício.

De forma a potenciar estes recursos, é imperativo que sejam criadas condições que atenuem as condicionantes que possam existir, diminuindo assim o desperdício. Posto isto, decidiu-se desenvolver o estudo sobre as estratégias que poderão ser adotadas para atingir esse objetivo.

Após o desenvolvimento deste estudo, enveredou-se pela estratégia de introdução de baterias de grande capacidade e potência na rede elétrica, aliada às energias renováveis, mais especificamente à energia eólica, por ser a de maior expressão.

O principal objetivo deste trabalho passa por demonstrar a viabilidade técnica desta estratégia. Para isso, criou-se uma ferramenta de simulação que replica o comportamento da rede elétrica madeirense, que assenta em pressupostos definidos respeitando as limitações da tecnologia adotada, assim como as restrições da própria rede. Esta ferramenta pretende quantificar o impacto real da estratégia adotada, de forma a se retirarem conclusões sobre o real potencial no aumento do encaixe de energia eólica.

Resumo:

- Aumento da penetração de energia eólica;
- Diminuição do desperdício;
- Estudo sobre as possíveis estratégias a adotar;
- Criação de uma ferramenta de simulação dos impactos da introdução de baterias no SEPM;
- Demonstração da viabilidade técnica da estratégia adotada.

1.3. Estrutura do trabalho

Após enquadrar, apresentar as motivações e delinear os objetivos do presente trabalho, segue-se o capítulo 2 onde é feita a análise e caracterização do SEPM, abordando as tecnologias de produção existentes e em que proporções contribuem para o abastecimento dos consumos. Serão ainda abordadas questões relacionadas com a gestão técnica do sistema e os constrangimentos existentes ao aumento da penetração de energias renováveis.

De seguida, no capítulo 3, será desenvolvida em maior pormenor a energia eólica, seguida da análise às possíveis estratégias para minimizar os constrangimentos causados pela mesma. Após esta análise será apresentada a estratégia adotada que passará pela introdução de baterias de grande capacidade e potência nominal. Serão também abordadas as razões que levaram a optar pelas baterias e os benefícios inerentes à introdução de baterias na rede.

No capítulo 4 é exposta a aplicação informática desenvolvida para a análise do impacto das baterias na rede, desde os pressupostos nos quais esta assenta, passando pela explicação da metodologia utilizada e por fim, as condições na qual foi implementada.

A apresentação e análise dos resultados obtidos através da simulação de vários cenários serão feitas no capítulo 5 juntamente com a elaboração de conclusões preliminares nas quais serão dadas algumas indicações das características que deverá ter o conjunto de baterias a instalar na ilha.

Por fim no capítulo 6, serão apresentadas as conclusões assim como os possíveis trabalhos a serem desenvolvidos no seguimento deste.

2. CARACTERIZAÇÃO DO SEPM

À semelhança de outros sistemas insulares isolados e sem oportunidade de ser interligada a uma rede continental de grandes dimensões, o SEPM tem como base as centrais termoelétricas convencionais ¹, mais especificamente a *fuel/diesel* complementadas pelas hidroelétricas. Porém, esta dualidade torna-se débil do ponto de vista estratégico, económico e ambiental, uma vez que os recursos hidrológicos são limitados e a ilha da Madeira não tem combustíveis fósseis endógenos. Isto leva a que esteja sempre à mercê da variação dos preços dos derivados petrolíferos que, ao longo das últimas décadas, apresentam uma tendência maioritariamente de subida.

Cientes desta tendência, as entidades responsáveis pela estratégia energética da região decidiram intensificar ao longo da última década, o investimento nas fontes de energia renováveis, tendo vindo a ganhar grande relevância, nomeadamente a eólica que já apresenta uma potência instalada considerável assim como a solar, ainda que com menor relevância. Existem ainda outros tipos de energia renovável em estudo, mas ainda com expressão zero devido à tecnologia se encontrar ainda em fase embrionária.

2.1. Tecnologias de produção de energia

O SEPM, como já foi referido anteriormente, tem como centrais base as termoelétricas e as hidroelétricas, juntando-se a estas os parques eólicos, uma central de queima de resíduos sólidos urbanos e as centrais fotovoltaicas. Na Tabela 2.1 podemos observar um resumo do número de centrais existentes por tipo, assim como as respetivas potências instaladas no ano de 2012 (DEP - EEM, 2013).

Tabela 2.1 – Tabela resumo das centrais existentes no SEPM, no ano de 2012.

Sistema Eletroprodutor Madeirense - 2012						
Tipo	Termoelétricas	Hidroelétrica	Eólica	Resíduos Urbanos	Fotovoltaicas *	Total
Nº de Centrais	2	10	9	1	619	641
Potência Instalada (MW)	233,94	51,09	43,91	8,00	17,56	354,5

* Inclui micro, miniprodução e outros parques de maior dimensão

¹ Central Termoelétrica Convencional – Centrais que produzem energia elétrica através da combustão de combustíveis fósseis, sejam eles carvão, fuelóleo, gás, ou outros derivados.

2.1.1. Centrais termoelétricas

Entende-se por central termoelétrica, uma instalação com vista à produção de energia elétrica através da combustão de combustíveis fósseis (petróleo, carvão ou gás natural), ou seus derivados (fuelóleo, diesel, naftas...), em estado sólido, líquido ou gasoso, de biomassa, ou ainda de resíduos sólidos urbanos. Existem diversos processos utilizados para transformar essa energia em energia mecânica e consequentemente em energia elétrica.

Existem duas centrais termoelétricas convencionais na ilha da Madeira, a central da Vitória e a do Caniçal. Além destas existe também uma central termoelétrica de queima de resíduos sólidos urbanos da Meia Serra. Tanto a central da Vitória como a do Caniçal, são constituídas maioritariamente por grupos eletrogéneos, sendo que existe também uma turbina a gás de arranque rápido na central da Vitória, como veremos adiante. A central da Meia Serra, é constituída por dois grupos de forno-caldeiras e a energia elétrica é produzida por um turbogerador (AREAM, 2010) de 8 MW de potência nominal.

Na Figura 2.1 (AREAM, 2010), podemos observar a localização no mapa de cada uma das centrais térmicas convencionais, a central da Meia Serra não está representada.



Figura 2.1 – Localização das centrais termoelétricas na ilha da Madeira

Das duas centrais termoelétricas convencionais, a de maior relevância é a central termoelétrica da Vitória, localizada na ribeira dos Socorridos, Funchal. Esta central apresenta uma potência total instalada de 212,94 MW distribuída por vinte grupos, como se pode ver na Tabela 2.2 (CA - EEM, 2012).

Tabela 2.2 – Resumo da central termoelétrica da Vitória

Central termoelétrica da Vitória			
Grupo nº	Potência Instalada		Tipo de Combustível
	(MW)	(MVA)	
1, 2	15,00	19,50	Fuelóleo
3	7,50	9,75	Fuelóleo
4, 5, 6	23,40	29,25	Fuelóleo
7, 8, 9, 10	42,24	52,00	Fuelóleo
11, 12, 13, 14, 15	57,60	70,00	Fuelóleo
16	12,80	16,00	Dual-Fuel
17, 18, 19, 20*	54,40	68,15	Dual-Fuel
Total	212,94	264,65	

*Ciclo Combinado

Esta central pode-se dividir em três subgrupos:

Do grupo 1 ao 15 – Conjunto de grupos eletrogéneos mais antigos, que funcionam apenas a fuelóleo.

O grupo 16 – É uma turbina a gás de arranque rápido, talhada especialmente para auxiliar nos momentos de instabilidade de frequência.

Do grupo 17 ao 20, são os grupos mais recentes com a possibilidade de funcionarem quer a *fuel* quer a gás natural e apresentam eficiências superiores aos mais antigos devido ao facto de serem ciclo combinado.

Potencial de crescimento

O potencial de crescimento deste tipo de centrais é quase ilimitado, visto não estar dependente de condicionantes externas, mas apenas de espaço para a sua expansão. No entanto, a eficiência e o impacto ambiental das centrais já existentes poderá ainda ser melhorado, com o aparecimento de novas tecnologias e com a maior utilização de gás natural, que é, comprovadamente, menos poluente que o fuelóleo ou o *diesel*.

2.1.2. Centrais Hidroelétricas

Uma central hidroelétrica é uma instalação destinada à produção de energia elétrica através do aproveitamento da energia potencial do recurso primário (Água), de forma a movimentar uma turbina, que, por sua vez, está acoplada ao gerador que produz a energia elétrica.

Existem dois grandes tipos de centrais hidroelétricas, as de albufeira e as de fio de água. As de albufeira caracterizam-se por terem reservatórios de capacidade superior a algumas horas, onde a água é armazenada e posteriormente turbinada quando necessária. No caso das de fio de água, o reservatório é de pequenas dimensões e não há

grande controlo da produção, sendo que sempre que houver água no reservatório, a mesma está a ser turbinada e consequentemente a central está a produzir.

Existem dez centrais hidroelétricas no SEPM, todas elas de fio de água, com capacidades de retenção inferiores a umas horas, devido à inexistência de grandes cursos de água. Na Figura 2.2, podemos ver a localização destas centrais.



Figura 2.2 – Localização das centrais hidroelétricas na ilha da Madeira

A filosofia de exploração das centrais está no entanto a mudar, pois a tendência é para que se aumentem os reservatórios e se requalifiquem as maiores centrais em centrais de bombagem², de forma a permitir maior penetração de energias renováveis, principalmente nas horas de vazio, pela maior capacidade de regulação e programação da produção. Na

Tabela 2.3 pode ver-se o resumo das centrais hidroelétricas existentes no sistema (CA - EEM, 2012).

Tabela 2.3 – Centrais hidroelétricas do SEPM

Centrais hidroelétricas na ilha da Madeira				
	Potência Instalada (MW)		Altura de Queda (m)	Tipo de Turbina
Serra de Água	5,20	15,60	430	Pelton
Calheta I	1,10	20,18	629	Pelton
	0,52	-	314	Pelton
	0,50	-	181	Pelton
	2,40	-	629	Pelton
Calheta II	7,00	24,69	637	Pelton
Ribeira da Janela	3,00	10,33	398	Pelton
Fajã da Nogueira	2,40	4,32	348	Pelton
Lombo do Brasil	0,45	1,32	316	Pelton
Fajão dos Padres	1,70	-	530	Pelton
Santa Quitéria	1,70	1,99	212	Pelton
Socorridos	24,00	37,65	457	Pelton
Bombagem	11,25	-	457	Francis
Outra	0,70	-	-	-
Total	61,92	116,08		

*Ciclo Combinado

² Recentemente foi realizada a conversão da Central dos Socorridos (EEM, 2010), já enquadrada nas medidas recomendadas pela UE, de forma a poder ser utilizada durante o ano inteiro e contribuir assim para uma maior capacidade de encaixe de energias renováveis. Existe também neste momento um projeto para a conversão da Central da Calheta, passando de uma situação em que é apenas explorada a 100% da sua capacidade no período de Inverno, para uma situação em que será utilizada durante todo o ano, permitindo também maior penetração de renováveis. (FIGUEIRA, Calheta Hydroelectric System: Calheta III - New Reversible System, 2011).

A central hidroelétrica dos Socorridos é neste momento a mais importante da ilha, com uma potência instalada de 24 MW de produção e de 11,25 MW de bombagem. A central é composta por uma complexa rede de tuneis que a abastecem e tem capacidade de armazenar aproximadamente 40.000 m³ de água no reservatório superior (Túnel do Covão), localizado à cota 547 m. O reservatório inferior tem uma capacidade semelhante e está localizado à cota 85 m.

Assim, esta central tem uma importância estratégica enorme, pois permite turbinar a água armazenada durante as horas de ponta, diminuindo, assim, a necessidade de produção das centrais termoelétricas. Durante as horas de vazio, onde existe tipicamente maior produção eólica, o excedente de produção é consumido pela central, para fazer a bombagem da água e, reiniciar o ciclo.

Potencial de crescimento

O potencial de crescimento é muito reduzido a nível de potência instalada de geração, existindo apenas a opção de requalificação das centrais existentes em centrais com bombagem, como já está em curso a futura requalificação da central da Calheta (FIGUEIRA, 2011), que contará com um reservatório de grandes dimensões, aproximadamente 1.000.000 m³. Existe também um outro projeto do mesmo tipo, ainda em estudo, para a central hidroelétrica do Chão da Ribeira (AREAM, 2013).

A possibilidade de aparecimento de novas tecnologias mais eficientes é relativamente pequena, atendendo ao grau elevado de maturidade da tecnologia, porém é sempre um fator a considerar.

2.1.3. Parques Eólicos

Um parque eólico é um conjunto de aerogeradores localizados no mesmo espaço físico que se destina a produzir energia elétrica a partir da energia do vento. Estes parques eólicos podem ser construídos, quer em terra (*onshore*), quer no mar (*offshore*). Podendo ser constituídos por apenas um par, até às centenas de aerogeradores.

No que diz respeito a tecnologias de produção, existem vários tipos de aerogeradores, são eles: os aerogeradores de eixo horizontal e os aerogeradores de eixo vertical. O tipo mais utilizado atualmente é o de eixo horizontal, existindo ainda várias configurações dentro deste tipo de aerogeradores, como consta do relatório feito pelo IEC (IEC, 2012), classificando-se pelo tipo de gerador que incorporam:

➤ Gerador de indução de velocidade constante

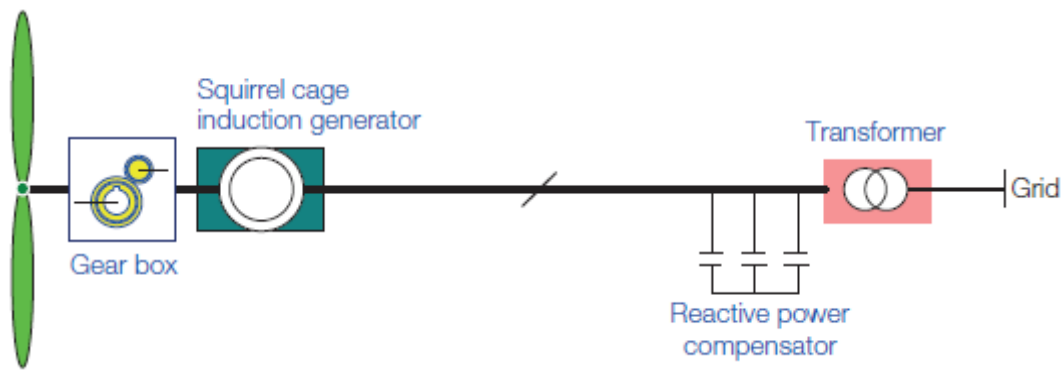


Figura 2.3 – Esquema de um aerogerador com gerador de velocidade constante

Como podemos observar a partir da Figura 2.3, este tipo de aerogerador é constituído por uma caixa de velocidades, um gerador de indução de gaiola de esquilo (*Squirrel cage induction generator*) e ainda um compensador de potência reativa (*Reactive power compensator*). São caracterizados por não apresentarem grande flexibilidade a nível do controlo, sendo que, a potência produzida varia ao ritmo das flutuações do vento. Existem ainda alguns melhoramentos introduzidos, ao nível da cabeça e das pás, de forma a atenuar ligeiramente estas flutuações na produção, embora não sejam tão controláveis como outras tipologias.

➤ Gerador de indução de deslizamento variável

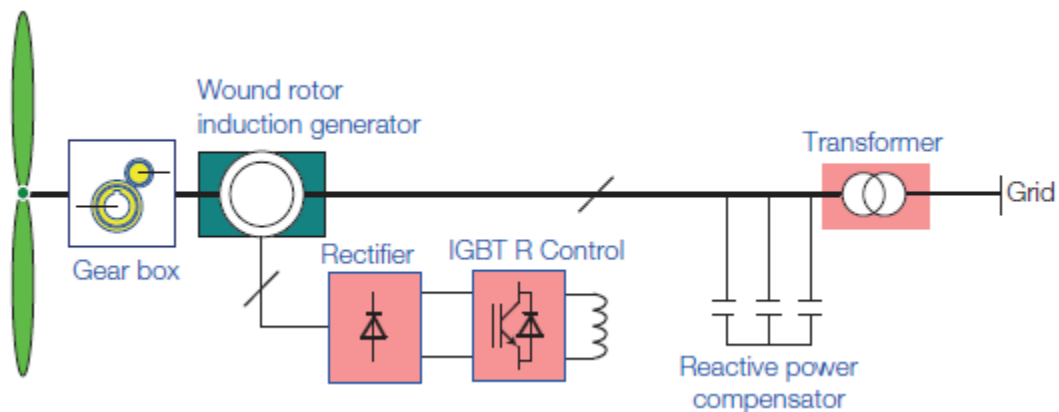


Figura 2.4 – Esquema de um aerogerador com gerador de indução de deslizamento variável

Os aerogeradores com gerador de indução de velocidade variável apresentam a estrutura que pode ser observada na Figura 2.4, e são compostos por um gerador de rotor bobinado que com a alimentação por intermédio de eletrónica de potência, permite uma variação de velocidade de 10%, para cima e para baixo. Normalmente também têm um compensador de potência reativa.

➤ Gerador de indução duplamente alimentado

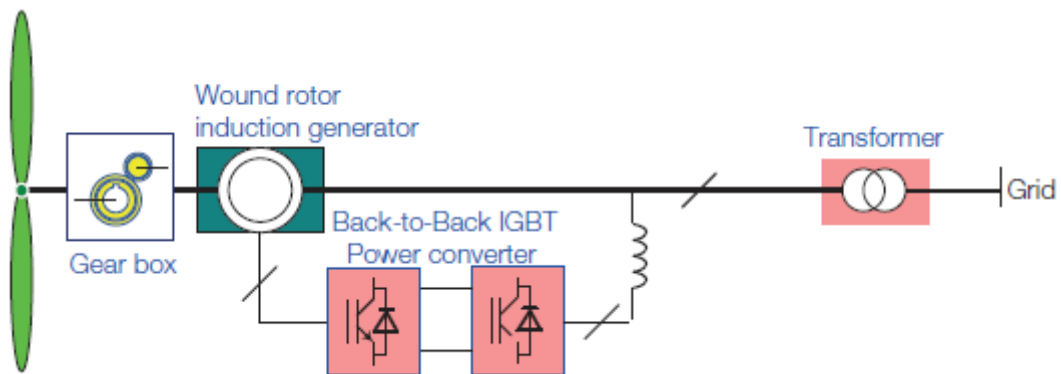


Figura 2.5 – Esquema de um aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado

É, hoje em dia, a tipologia mais comum, combina as vantagens do tipo anterior com a introdução de eletrónica de potência. A ligação à rede é feita por intermédio de um IGBT *back-to-back* que controla, quer a magnitude, quer a frequência da corrente no rotor. Esta configuração também permite que até 40% da potência produzida seja modulada pelo conversor de potência antes permitindo uma variação da velocidade de até 40%, maximizando o aproveitamento da energia eólica. O conversor de potência permite ainda um controlo da potência ativa e reativa, o que permite a este tipo de aerogeradores contribuírem para o controlo de tensão.

➤ Aerogerador com conversão total de potência

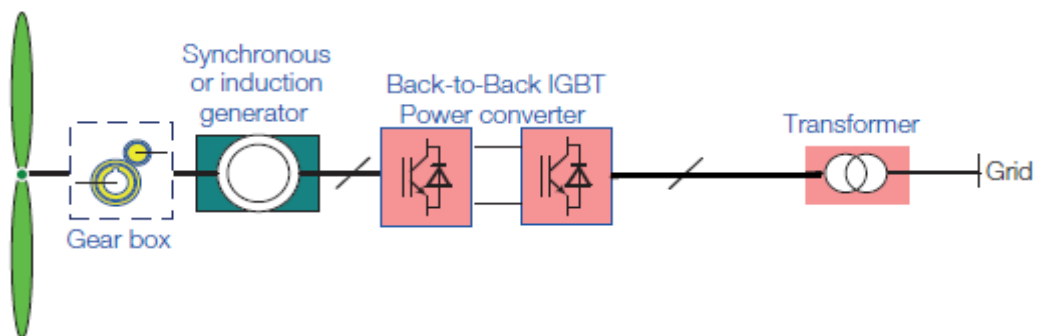


Figura 2.6 – Esquema de um aerogerador com conversão total de potência

Neste tipo de aerogerador, poderá ser usado um gerador síncrono ou um gerador de indução, sendo que a tipologia da caixa de velocidades pode ser dispensada. A grande vantagem deste tipo de configuração é que toda a energia produzida passa pelo conversor de potência, apresentando os mesmos benefícios que a anterior configuração, mas ainda com uma maior banda de variação de velocidade, assim como de energia reativa. Outra vantagem é a possibilidade de modular a corrente a zero, limitando a contribuição de corrente de curto-circuito para a rede.

Como poderemos ver adiante, tendo em conta as características e as potencialidades de todos os tipos de aerogeradores existentes, no caso da ilha da Madeira e outras redes isoladas de pequena dimensão, a tecnologia mais “amigável” para a rede será de

conversão total de potência, visto que quando este tipo de solução está em produção, também contribui ativamente com serviços de sistema, nomeadamente a regulação de frequência e de tensão. Ainda assim, o problema da não garantia de potência³ por parte da produção eólica não é atenuado.

No SEPM, apenas existem parques eólicos *onshore*, estando a maioria deles instalada no Paúl da Serra, havendo também uma grande instalação localizada no Caniçal, como podemos observar pela Figura 2.7 (AREAM, 2010). As tecnologias dos parques são variadas, sendo que existem uns parques mais antigos que apresentam a configuração sem qualquer controlo de velocidade e mais recentemente, com o aumento do rigor nos requisitos de ligação à rede por parte da EEM, os parques têm sido dotados de aerogeradores com conversores de potência.



Figura 2.7 – Localização dos parques eólicos na ilha da Madeira

Potencial de crescimento

Existem ainda alguns locais com potencial eólico por aproveitar, pelo que existe ainda a possibilidade de criar novos parques que levarão a um incremento da potência instalada.

Os aerogeradores, apesar de serem uma tecnologia com um nível de maturidade considerável, ainda estão sujeitos a uma curva ascendente no que diz respeito ao seu desenvolvimento, o que deixa em aberto o surgimento de novas tecnologias com melhores rendimentos e consequentemente maiores potências instaladas nos parques já existentes.

³ Por garantia de potência entende-se a existência da produção de uma determinada potência num determinado instante de tempo, isto não se verifica com a produção eólica pois o vento é um recurso variável, de difícil previsão.

2.1.4. Parques Fotovoltaicos

Os parques fotovoltaicos consistem na agregação de um grande número de painéis fotovoltaicos e que têm como finalidade a criação de uma instalação produtora de grandes potências de energia elétrica a partir da energia das radiações solares.

Existem várias tecnologias, porém as mais comuns são:

- Os painéis policristalinos;
- E os monocristalinos.

A energia fotovoltaica de grande escala é ainda relativamente baixa no SEPM, existindo 2 parques um no Caniçal e outro no Paúl da Serra (próximas dos locais dos parques eólicos), com potências de 6 MW e de 9 MW respetivamente. As restantes instalações estão concentradas na mini⁴ e micro produção⁵.

Potencial de crescimento

O potencial de crescimento é quase ilimitado, devido às excelentes condições climáticas na região e admitindo, que no limite cada edifício residencial ou comercial poderia ter a sua central de mini ou microprodução é, de facto, muito grande.

2.2. Caracterização e abastecimento dos consumos

O consumo de energia elétrica está diretamente relacionado com o ambiente económico que se vive, quer seja numa rede de pequenas dimensões, quer seja numa de grandes dimensões. O caso da Madeira não é exceção, pelo que nos últimos anos, a tendência tem sido de uma evolução negativa no consumo de energia elétrica, como podemos observar na Figura 2.8, que foi construída com dados disponíveis online na página da EEM (EEM, 2009, 10, 11 e 12).

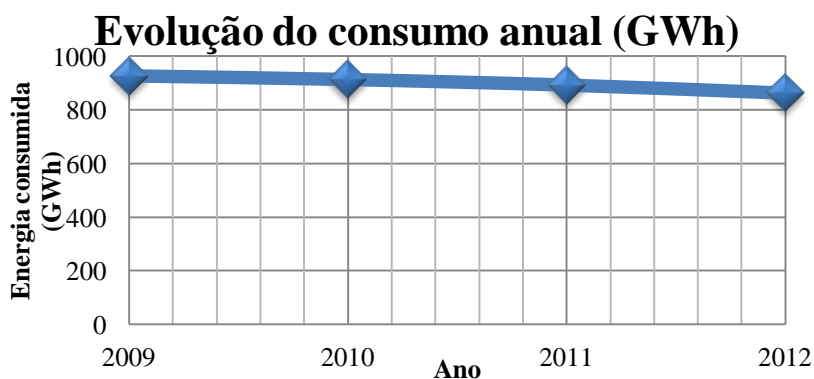


Figura 2.8 – Evolução do consumo anual 2009 a 2012

⁴ Miniprodução – As instalações de miniprodução são instalações com potências compreendidas entre os 20 kW e os 250 kW.

⁵ Microprodução – As instalações de microprodução são instalações com potências compreendidas entre os 3,68 kW para instalações residenciais individuais e os 11,04 kW para condomínios.

Ao nível da variação ao longo do ano, é característico existirem consumos e hábitos diferentes conforme a estação do ano e as condições climáticas que delas advêm. Porém, dentro de cada uma das estações do ano não existe grande variabilidade do diagrama de cargas verificado, pelo que, podem-se considerar diagramas de carga tipo para cada uma.

Assim, obtêm-se os seguintes diagramas de carga característicos de cada estação apresentados na Figura 2.9, disponíveis na caracterização do SEPM - 2012 (DEP - EEM, 2013).

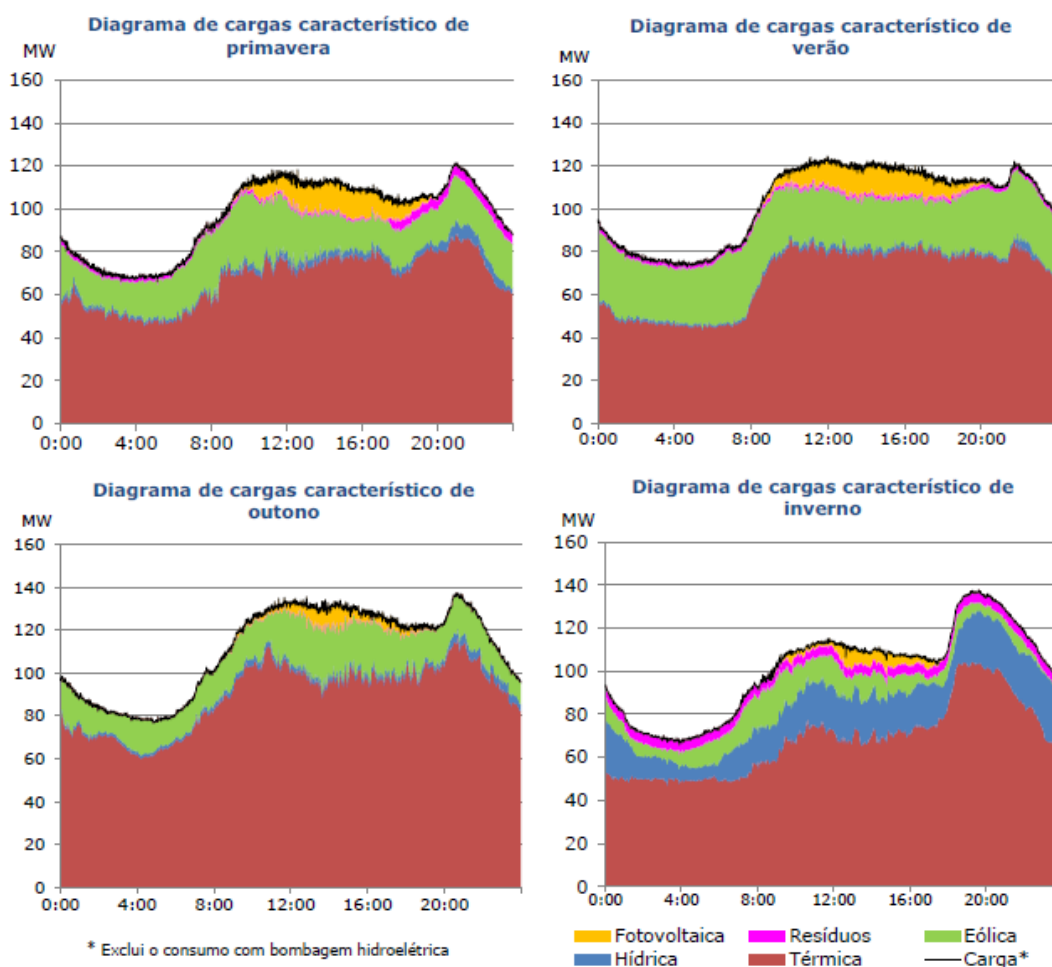


Figura 2.9 – Diagramas de cargas característicos por estação do ano

Através da Figura 2.9, podemos retirar as seguintes ilações:

- Maiores consumos nas estações do ano mais frias (Outono e Inverno);
- A ponta máxima de todos os diagramas acontece tipicamente nas horas em que anoitece (entre as 19 e as 22, dependendo da estação do ano);
- Maior produção hidroelétrica verificada no Inverno;
- Maior produção solar nas estações com maior exposição solar (Primavera e Verão).

Ainda relativamente aos consumos, é importante referir que para cada estação do ano existem períodos de Vazio, Cheias e Ponta definidos na Tabela 2.4 (EEM, 2011).

Tabela 2.4 – Horários de Ponta, Cheias e Vazio

Horários diários		
Ciclo Horário Diário	Horário Legal Inverno	Horário Legal Verão
Ponta	18:00/22:00 h	10:30/13:00 h 20:30/22:00 h
Cheias	09:00/18:00 h 22:00/23:00 h	09:00/10:30 h 13:00/20:30 h 22:00/23:00 h
Vazio	06:00/09:00 h 23:00/02:00 h 02:00/06:00 h	06:00/09:00 h 23:00/02:00 h 02:00/06:00 h

Estes períodos diários serão importantes no modo de funcionamento e cálculos realizados pela ferramenta de análise apresentada no capítulo 4, mais propriamente nos pontos 4.2 e 4.4.

2.2.1. Abastecimento dos consumos

O abastecimento dos consumos na ilha da Madeira, como tem vindo a ser indicado, é feito maioritariamente por intermédio das centrais térmicas convencionais existentes juntamente com as centrais hidroelétricas. Porém, nos últimos anos, as energias renováveis (Eólica e fotovoltaica) têm vindo a ganhar alguma relevância, especialmente a energia eólica, tendo, inclusive, no ano de 2012, ultrapassado a produção hidroelétrica, fruto de um ano hidrológico atípico.

Na Figura 2.10, podemos ver a tendência e as percentagens de energia produzida por tipo de central, nos últimos 4 anos, segundo dados oficiais (EEM, 2009, 10, 11 e 12).

Evolução do mix de produção

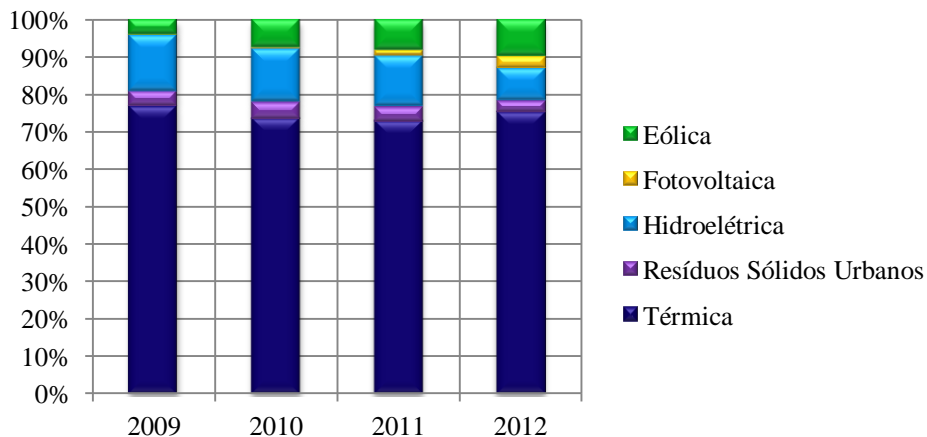


Figura 2.10 – Evolução do mix de produção anual de 2009 a 2012

O aumento verificado na produção de energia eólica evidência a relevância deste trabalho, sendo que, um dos grandes objetivos, como já foi referido anteriormente, é a maximização do aproveitamento de energia eólica e, conseqüente, minimização do seu excedente, que, segundo estimativas internas da EEM, situa-se na ordem dos 10%.

Na Tabela 2.5, podemos ver o resumo das energias fornecidas por cada tipo de central, no ano de 2012.

Tabela 2.5 – Tabela resumo das energias fornecida por cada tipo de central

Sistema Eletroprodutor Madeirense - 2012						
Tipo	Termoelétricas	Hidroelétricas	Eólica	Resíduos Sólidos Urbanos	Fotovoltaicas*	Total
Energia fornecida (GWh)	649,38	74,58	82,62	27,72	27,68	861,98

* Inclui micro, miniprodução e outros parques de maior dimensão

A partir da Tabela 2.5, podemos assim construir o gráfico presente na Figura 2.11, com as percentagens totais da energia gerada.

Percentagem de Energia Emitida à Rede ano de 2012

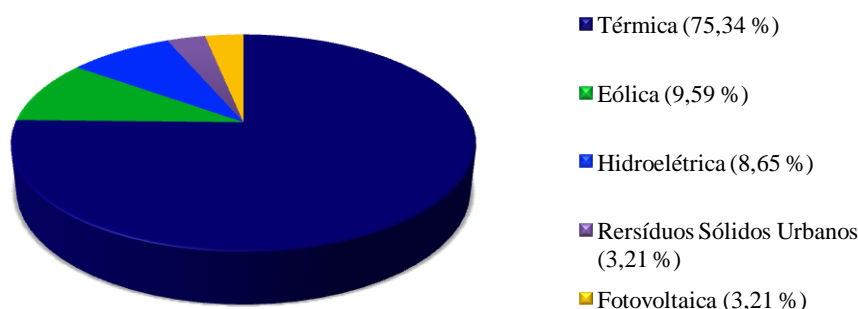


Figura 2.11 – Gráfico de percentagem de energia emitida à rede no ano 2012

Se efetuarmos a soma das percentagens totais produzidas pelas fontes chamadas renováveis (Eólica, Hidroelétrica e Fotovoltaica), verificamos que a percentagem total de energias renováveis no ano de 2012 foi de 21,45%. Este valor é um valor que, comparativamente com outros locais do mundo, poderá ser considerado elevado, porém, ainda é escasso, tendo em conta a meta ambiciosa traçada, como veremos no ponto seguinte.

2.3. Política energética regional motivada pela política europeia

A política energética europeia (Comissão Europeia, 2007) assenta fundamentalmente em três pilares: segurança no abastecimento de energia; energia a um preço acessível para economias concorrenciais; e sustentabilidade ambiental. Tem como objetivo, a redução energética em 20%, comparada às projeções para 2020, e atingir a meta dos 20% de energia renovável, também para o mesmo ano. Esta política também é denominada de política dos três vintes (202020).

Desta política europeia e de um projeto criado denominado de *Pact of Islands*, derivou a política energética regional, que se traduz num documento denominado de Plano de Ação para a Energia Sustentável da Ilha da Madeira (AREAM, DRCIE e EEM, 2012).

Tendo em conta que a penetração de energias renováveis na ilha já supera a meta proposta pela UE, esta política regional apresenta objetivos ainda mais ambiciosos, apontando a 50% de energias renováveis, como poderemos ver através da Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Objetivos, metas e resultados esperados segundo o Plano de Acção para a Energia Sustentável da Ilha da Madeira.

Objetivos	Metas	Resultados esperados
1 Melhorar a segurança do aprovisionamento de energia	Aumentar em 20% o número de dias de autonomia de armazenamento de energia primária em relação a 2005	> 20%
2 Reduzir a dependência exterior	Aumentar para 20% a participação dos recursos energéticos renováveis na procura de energia primária. Aumentar para 50% a participação dos recursos energéticos renováveis na produção de eletricidade	20%
3 Reduzir a intensidade energética no PIB	Reduzir em 20% a intensidade energética no PIB em relação a 2005	50%
4 Reduzir as emissões de dióxido de carbono	Reduzir em 20% as emissões de CO ₂ em relação a 2005	23%

Porém, como iremos ver a continuação, este objetivo será difícil de atingir caso não se realizem investimentos de fundo na rede elétrica que permitam atenuar as condicionantes existentes, quer ao nível da rede, quer ao nível das próprias tecnologias de produção.

2.4. Gestão técnica do SEPM

A gestão técnica de um sistema elétrico é um processo muito complexo, devido ao grande número de variáveis e fatores que o influenciam, desde o nível da produção, passando pelo nível do transporte e distribuição, ao nível do consumo. Todos estes fatores, singularmente analisados, quando estamos na presença de uma rede elétrica de grande dimensões e potência, têm um impacto que poderá ser previsível e atenuado pela grande inércia associada a uma rede destas dimensões.

O mesmo não acontece numa rede isolada de pequenas dimensões⁶, sem possibilidade de ser interligada a uma rede continental, pois, sendo uma rede de pequenas dimensões, apresenta uma inércia pequena e, conseqüentemente, uma maior vulnerabilidade em

⁶ Por rede isolada de pequenas dimensões, entenda-se uma rede elétrica com uma potência instalada na ordem das centenas de MW, sem possibilidade de ligação física a uma rede continental de grandes dimensões. Neste tipo de redes, normalmente uma pequena percentagem dos grupos existentes na rede fornece uma quantidade muito elevada de energia.

caso de variações bruscas ao nível da produção, normalmente associadas às energias renováveis, defeitos ou falhas em algum dos componentes do sistema.

Posto isto, a gestão técnica de uma rede destas dimensões torna-se ainda mais complexa e terá de apresentar critérios de segurança mais estritos de forma a evitar a rutura entre potência consumida e potência produzida, levando a um corte total de energia, o chamado *black-out*. Esta situação acarreta consequências muito gravosas, quer para o gestor de rede, quer para os consumidores.

2.4.1. Serviços de sistema

De forma a manter a estabilidade e segurança do sistema, são necessários os chamados serviços de sistema, que podem ser decompostos nas seguintes rúbricas descritas no relatório da IEC (IEC, 2012):

- Controlo de frequência: ocorre na base temporal de segundos a minutos e é feita automaticamente pelo controlo automático de produção (AGC);
- Reserva girante: é a folga nos geradores ligados à rede existente para aumento ou redução da produção normalmente poderão ser ativadas em menos de 10 minutos. Estas reservas atuam quando existe alguma falha em algum gerador;
- Reserva estática: é a potência dos geradores não ligados à rede, tendo um tempo de resposta mais lento que o da reserva girante, devido ao processo de arranque e sincronização à rede;
- Regulação de tensão: é feita pelos geradores com capacidade de fornecer energia reativa, ou absorve-la, ou ainda por baterias de condensadores;
- Capacidade de *black-start*: são os geradores disponíveis para reiniciar a rede elétrica em caso de *black-out*.

Normalmente estes serviços de sistema são garantidos pelas centrais térmicas, pelo que, se houver uma grande percentagem de integração de energias renováveis, nomeadamente a eólica e a solar, poderão haver dificuldades em garantir estes serviços. No seguinte capítulo poderemos ver, mais em pormenor, a tecnologia de produção eólica e as suas limitações neste âmbito.

2.4.2. Constrangimentos ao aumento das energias renováveis na região

Tal como já foi referido anteriormente, uma rede isolada de pequenas dimensões, como é a rede elétrica madeirense, apresenta especificidades e condicionantes que limitam fortemente a integração de uma percentagem superior de energias renováveis, o que vai em sentido oposto às políticas europeias e regionais no âmbito da energia.

Os pontos abaixo descritos foram retirados da apresentação elaborada pelo Eng. Figueira, diretor do DEP na EEM, (FIGUEIRA, 2011) e expõem grande parte dos constrangimentos existentes à integração de maior percentagem de energias renováveis na rede.

- Redes elétricas não interligadas;
- Potências de curto-circuito baixas (Limita as potências renováveis a ligar, origina problemas de oscilação de tensão (*flicker*), etc);
- Necessidade de grupos geradores com capacidade de fornecimento de serviços de sistema (normalmente, térmica e hídrica);
- Sistemas hidroelétricos com fraca capacidade de acumulação/retenção de água;
- Excesso de recursos renováveis no período de vazio, nos períodos húmidos, com vento;
- Necessidade de reserva girante elevada, face ao risco de perda repentina de parte da produção;
- Fortes oscilações de frequência, motivada pela variação dos recursos intermitentes (eólica e fotovoltaica);
- Aumento do risco de exploração do sistema e degradação da qualidade de serviço.

Todos estes constrangimentos condicionam gravemente a forma como é elaborado um despacho, por forma a garantir critérios de segurança, estabilidade e qualidade elevados no abastecimento de energia elétrica.

2.4.3. Critérios de despacho

A tabela detalhada sobre que grupos e centrais estão em funcionamento em cada período do ano está disposta no ANEXO I. Esta tabela servirá para identificar qual a potência térmica mínima necessária em cada período diário (Vazio, Cheias ou Ponta) em cada estação do ano, para posteriormente ser utilizada na implementação da ferramenta de análise ao impacto de baterias no SEPM. Outros critérios, tais como tempos de arranque, tempos mínimos de funcionamento e etc. estão disponíveis no ANEXO I e ANEXO II.

2.5. Análise conclusiva

O SEPM apresenta grandes constrangimentos técnicos à introdução de energias renováveis em grande escala, por ser um sistema de pequena dimensão e isolado fisicamente de uma grande rede elétrica. Porém, a política regional para a energia, delineou como grande objetivo aumentar a integração de ER, por forma a tornar o sistema mais eficiente e menos dependente do exterior, nomeadamente a nível dos combustíveis fósseis.

No seguimento desta política, têm vindo a ser adotadas medidas para atenuar estes constrangimentos e tornar a rede mais robusta e com melhor capacidade de encaixe de energias renováveis variáveis. Estas medidas têm sido tomadas ao nível da legislação e dos requisitos de ligação à rede exigidos a estes tipos de produção e, ainda, ao nível da requalificação das centrais de produção já existentes, dotando-as de mecanismos e, no caso das hidroelétricas, de capacidade de armazenamento e bombagem, com vista a permitir o armazenamento de energia.

Ainda assim, as metas traçadas para a energia são ambiciosas, e continuam a enfrentar inúmeras barreiras, pelo que, é importante continuar a desenvolver esforços e aprofundar estratégias de atenuação dos constrangimentos.

Comparativamente com a rede elétrica nacional (REN, 2013) presente resumidamente na Tabela 2.8 conclui-se de facto que tanto a nível de potência instalada como de energia produzida, o SEPM, descrito resumidamente na Tabela 2.7, não existe comparação possível. No que diz respeito à % de energias renováveis na rede, também ainda existe uma grande discrepância entre os dois sistemas, existindo grande margem de progressão no SEPM.

Tabela 2.7 – Resumo da potência instalada e da energia produzida pelo SEPM

Sistema Eletroprodutor Madeirense - 2012							
Tipo	Termoelétrica	Hidroelétrica	Eólica	Resíduos Urbanos	Fotovoltaica *	Total	% de Renováveis
Potência Instalada (MW)	233.94	51.09	43.91	8	17.56	354.5	-
Energia produzida (GWh)	649.38	74.58	82.62	27.72	27.68	861.98	21%

* Inclui micro, miniprodução e outros parques de maior dimensão

Tabela 2.8 – Resumo da potência instalada e energia produzida da RNT de Portugal Continental

Sistema Eletroprodutor Portugal Continental - 2012								
Tipo	Termoelétrica	Hidroelétrica	Eólica	Fotovoltaica *	Saldo importador	Bombagem Hidroelétrica	Total	% de Renováveis
Potência instalada (MW)	8476	5656	4194	220	-	-	18326	-
Energia produzida (GWh)	25737	6447	10012	357	7895	1388	50448	33%

* Inclui micro, miniprodução e outros parques de maior dimensão

3. INCLUSÃO DE BATERIAS PARA AUMENTO DA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Neste capítulo irá aprofundar-se o estudo sobre a energia eólica, de modo a se perceber quais as causas dos constrangimentos causados à rede pela grande penetração deste recurso. Após a identificação destas causas serão apresentadas soluções para atenuar as suas consequências, optando-se pela inclusão de baterias, como sendo uma solução versátil e inovadora, com potencial de trazer benefícios quer ao nível da energia eólica encaixada, quer ao nível da gestão de rede corrente.

3.1. Energia Eólica e estratégias de minimização da sua variabilidade

A energia eólica sendo um recurso natural derivado de inúmeros fatores, alguns deles ainda pouco explorados pelo Homem, é um recurso variável não controlável, sendo em muitos casos de difícil previsão. Este recurso é caracterizado, segundo um *paper* elaborado por diversos autores (CHEN, CONG, YANG, TAN, LI, & DING, 2008), essencialmente pela sua:

- Intermitência;
- E incontrolabilidade.

Estas características intrínsecas à energia eólica levam a grandes constrangimentos em sistemas elétricos com elevada penetração de produção derivada da mesma. Dentro destes constrangimentos destacam-se os seguintes:

- Variações repentinas e bruscas da potência produzida
- Elevada produção em horas de menor consumo e nos períodos húmidos
- Falta de garantia de potência gerada num determinado instante

Já existem no entanto, algumas ferramentas de previsão de potência gerada através do vento ((LANGE & FOCKEN, 2006); (ENFOR, 2013)), ainda assim, não é o suficiente para tornar o recurso previsível ao nível da produção elétrica em grande escala. Todos estes fatores levam a que a energia eólica não dê garantia de potência gerada num determinado instante.

Assim, torna-se necessário adotar estratégias que permitam atenuar esta intermitência e incontrolabilidade e ajudem a maximizar o aproveitamento deste mesmo recurso.

Estas estratégias poderão ser adotadas ao nível da geração, existindo já algumas tecnologias que utilizam a inércia de rotação (TIELENS, DE RIJCKE, SRIVASTAVA,

REZA, MARINOPOULOS, & DRIESEN, 2012) para atenuar as variações bruscas. Existem ainda geradores eólicos com capacidade de fornecer e absorver energia reativa à rede, fornecendo assim algum apoio ao nível da regulação da tensão (QUITTMANN, 2012). Este tipo de geradores já foi abordado no anterior capítulo no ponto 2.1.3.

Ao nível da capacidade de armazenamento de energia⁷, existem várias estratégias, como são: a construção de aproveitamentos hidroelétricos de bombagem, colocação de baterias, utilização de *flywheels*, ar comprimido, entre outros.

Além destas, existe ainda ao nível do consumo a chamada *Demand Response*, que segundo o *U.S. Department of Energy* (U.S. Department of Energy, 2006), consiste em mudanças no consumo de energia elétrica por parte dos consumidores finais de energia, contrariando os seus padrões normais de utilização, como resposta a preços elevados da eletricidade ao longo do tempo, ou incentivos com vista a induzir um consumo inferior em horas de preços muito elevados ou ainda nos casos em que a fiabilidade e segurança do sistema estejam comprometidas⁸.

No desenvolvimento deste trabalho optou-se, como já foi referido, o caminho do armazenamento de energia, pelo que no seguinte subcapítulo irá ser desenvolvido este tema realizando uma comparação entre as várias opções que poderão ser adotadas.

3.2. Soluções de armazenamento de energia

O armazenamento de energia elétrica em larga escala como se necessita para uma rede elétrica existe há largas dezenas de anos e até há relativamente pouco tempo, fazia-se por intermédio das centrais hidroelétricas com capacidade de bombagem (YANG, 2013). Porém, hoje em dia com a evolução e a integração em grande escala de energias renováveis, tornou-se imperativo dotar os SEE's de dispositivos que possam mitigar os constrangimentos que delas advêm.

Segundo o *paper* elaborado por diversos autores sobre o progresso no armazenamento de energia elétrica (CHEN, CONG, YANG, TAN, LI, & DING, 2008), as tecnologias de armazenamento podem contribuir ativamente e trazem benefícios ao nível do alisamento da curva de produção, injeção de energia nas horas de pico e reserva estática. Também conseguem funcionar como reserve girante e carga (nos momentos de maior produção), o que ajuda a aumentar a eficiência das centrais térmicas, reduzindo assim as emissões de CO₂. A continuação elaborar-se-á mais aprofundadamente sobre o assunto.

Existe uma grande variedade de soluções quer seja à forma pela qual armazenam a energia, quer seja pela gama de potências (Rated *Power* MW) e energia (*Energy* GWh)

⁷ Para maiores desenvolvimentos veja-se (EPRI, 2010), (CHEN, CONG, YANG, TAN, LI, & DING, 2008), (SILVA B. F., 2008).

⁸ *Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.* (U.S. Department of Energy, 2006)

para as quais estão preparadas. Entre estas soluções como poderemos ver adiante, existem vários estados de desenvolvimento, sendo que muitas estão ainda em fase de laboratório e quase mensalmente são desenvolvidas novas tecnologias. Na

Figura 3.1 disponível no relatório do IEC (IEC, 2012), podemos então observar graficamente a colocação destas tecnologias.

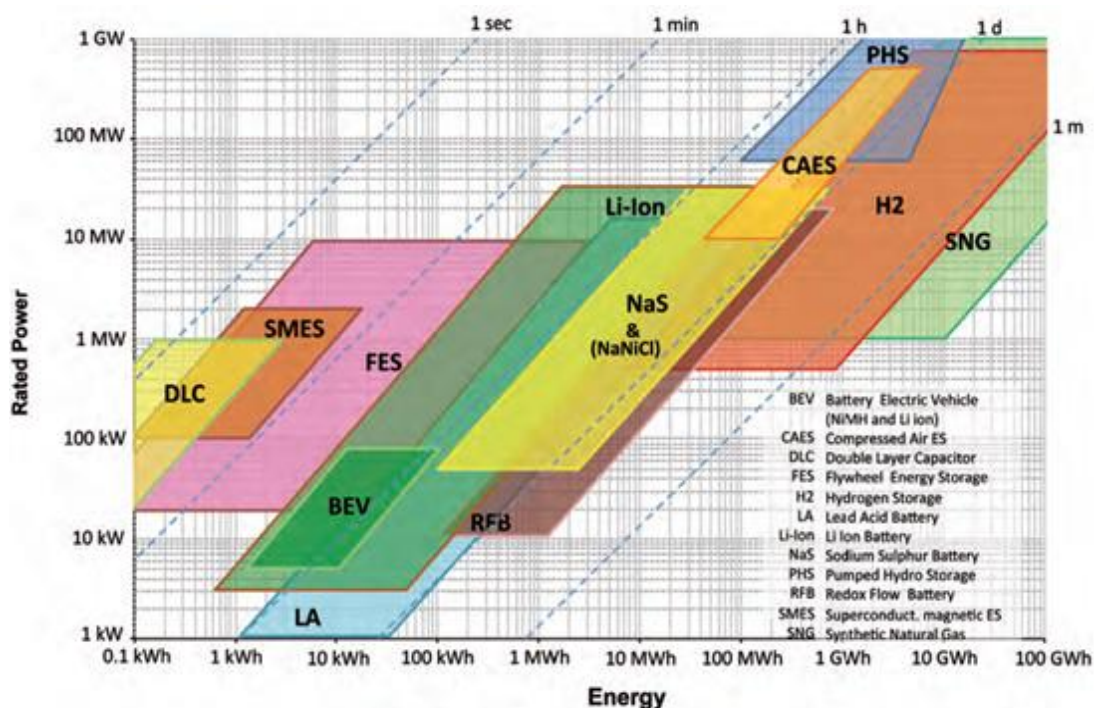


Figura 3.1 – Tecnologias de armazenamento de energia - Comparação de potência nominal vs capacidade.

Posto isto, podemos dividir as soluções de armazenamento em vários grupos pela forma na qual é armazenada a energia (IEC, 2011):

- Energia mecânica:
 - Barragens com bombagem (PHS);
 - Ar comprimido (CAES);
 - *Flywheels* (FES).
- Energia eletroquímica:
 - Baterias convencionais (eletrólitos diferentes);
 - Baterias de fluxo.
- Energia química
 - Hidrogénio (H₂);
 - Gás natural sintético (SNG).
- Energia elétrica:
 - Condensadores de camada dupla (DLC).
 - Supercondutores de armazenamento de energia magnética (SMES).
- Energia térmica

É também importante dividir estas soluções pelo seu tempo de descarga de modo a posteriormente definir o âmbito de utilização de cada tecnologia. Assim, segundo o relatório elaborado pelo IEC (IEC, 2012), podemos dividir em várias categorias:

➤ Tempo de descarga curto (na ordem dos segundos ou minutos)

Este tipo de recursos tem um rácio energia / potência (kWh/kW) menor que a unidade e são normalmente utilizados para apoiar na regulação de frequência, que ajuda a mitigar os efeitos da variabilidade das energias renováveis. Alguns exemplos são: os condutores de dupla camada (DLC), os supercondutores de armazenamento de energia magnética (SMES) e os *flywheels*.

➤ Tempo de descarga médio (minutos a poucas horas)

O rácio de energia / potência apresentado situa-se entre a unidade e dez, sendo normalmente indicadas para apoio na qualidade e fiabilidade, equilíbrio da igualdade potência produzida / potência consumida, reservas, deslocação do consumo e ainda alisamento da curva de produção. Do ponto de vista das energias renováveis, estes ajudam a minorar a variabilidade e parcialmente a imprevisibilidade que estas trazem à rede. Alguns exemplos são: as baterias de chumbo (LA), as baterias de iões de lítio (Li-ion) as baterias de sulfato de sódio (NaS) e ainda alguns *flywheels* de elevada capacidade.

➤ Tempo de descarga médio a longo (horas a dias)

Para se obter um tempo de descarga na ordem das horas a dias, é necessário que o rácio energia / potência esteja entre os 5 e os 30. Normalmente este tipo de recursos são utilizados para o seguimento da curva de consumo (*load-following*) e o chamado *time-shifting*, que consiste no deslocamento de uma produção, por exemplo das horas de vazio, nas quais existe maior produção eólica, para as horas de pico, no seguimento da filosofia adotada para os aproveitamentos hidroelétricos com bombagem. Ainda dentro desta categoria incluem-se os aproveitamentos de ar comprimido e as baterias de *Vanadium-Redox* (RFB).

Estas baterias são altamente versáteis devido à possibilidade de serem dimensionadas segundo as solicitações da rede a nível de densidade de potência e densidade de energia.

➤ Tempo de descarga longo (dias a meses)

Nesta categoria enquadram-se todo o tipo de potências que apresentem um rácio superior a 10, sendo que normalmente são de grande relevância para armazenar energia sazonal, isto é, armazenar excedentes de energia numa estação em que essa energia existe em abundância para depois utilizar nas estações em que existe escassez de recursos. As soluções normalmente associadas a este grupo são a produção de hidrogénio (H₂) através da eletrolise assim como o gás natural sintético (SNG). Ainda assim, este tipo de soluções, devido aos seus baixos rendimentos, são soluções que não deverão vingar.

Tendo em conta o que já foi anteriormente referido, pode-se construir uma tabela apenas indicativa, resumo que apresenta várias informações sobre as diversas tecnologias de armazenamento.

Podemos assim observar na Tabela 3.1, a descrição do papel a desempenhar do ponto de vista da rede pela tecnologia de armazenamento escolhida, a escala temporal para a qual é adequado utiliza-la, a descrição da sua utilização e ainda, os benefícios que apresenta na integração das energias renováveis. Esta tabela foi construída segundo uma tabela existente no relatório do IEC (IEC, 2012).

Tabela 3.1 – tabela resumo das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Tabela resumo das tecnologias de armazenamento de energia elétrica				
Papel a desempenhar	Escala temporal	Descrição	Benefícios à integração de ER	Exemplos de tecnologias de armazenamento
Desfasamento horário / Nivelamento de produção	Horas a dias	Armazenamento de energia fora das horas de pico, injetando nos períodos de alto consumo	A solução para produção diária que não iguala o consumo	Baterias de NaS e RFB, CAES e PHS
Desfasamento sazonal	Meses	Armazenamento durante meses, injetando nos meses em que a produção de energia renovável é menor	Permite a utilização de ER todo o ano, reduzindo a dependência de outros métodos de produção tradicionais	Hidrogénio ou SNG
Seguimento do consumo / Ramping	Minutos a horas	Permite seguir as flutuações na curva de consumo ao longo do dia	Ajuda a mitigar parcialmente a imprevisibilidade na curva de produção das ER	Baterias, <i>flywheels</i> , PHS, CAES, RFB
Qualidade e estabilidade de Potência	< 1 segundo	Injeção e absorção de potência reativa para atenuar os picos e vales de tensão e os harmónicos	Mitigar a instabilidade de tensão e harmónicos causados pela variação incontrolável da geração de ER	Baterias de LA, NaS, RFB e <i>flywheels</i>
Reservas operacionais				
Regulação de frequência	Segundos a minutos	Resposta rápida ao aumento ou diminuição de produção para estabilizar a frequência	Mitigar os efeitos das variações instantâneas na geração de ER	Baterias de Li-ion, NaS, <i>flywheels</i> e PHS (com controlo avançado de velocidade variável)
Reserva girante	± 10 minutos	Resposta rápida ao aumento ou diminuição de produção para cobrir uma contingência: falha de um grupo	Mitiga parcialmente a imprevisibilidade de produção das ER, injetando ou absorvendo energia quando as ER não se comportam como esperado	PHS, <i>flywheels</i> e baterias
Reserva estática	Minutos a horas	Elementos de resposta mais lenta que entram em serviço para cobrir a reserva girante	Fornecer energia estável no caso de uma descida especialmente acentuada e duradoura na potência gerada pelas ER	PHS
Uso eficiente da rede de transporte	Minutos a horas	Adiar a decisão de realizar melhoramentos na rede de transporte, recorrendo ao desfasamento horário e utilizando mais eficientemente as reservas operacionais	Custos de transmissão reduzidos, ajuda a mitigar a dependência de localização das ER	Baterias de Li-ion
Apoio a uma rede isolada	Segundos a horas	Podem ajudar na integração de ER em redes de pequena dimensão como as existentes em ilhas	Desfasamento horário e qualidade de potência, aplicações para mitigar a variabilidade e imprevisibilidade das ER	Baterias de LA
Reserva de emergência / Black start	Minutos a horas	Podem ser utilizadas para reiniciar o sistema elétrico no caso de uma <i>black-out</i>	Sem benefícios para a integração de ER	Baterias de LA

3.3. Situação atual das tecnologias de armazenamento

Estando este tipo de soluções atualmente envolvida num clima de grande inovação e constante mutação, torna-se muito difícil a avaliação real da situação, pois existem muitos novos dados num curto espaço de tempo. Porém, existe uma certeza e como já foi anteriormente referido, o armazenamento de energia elétrica é maioritariamente realizado por intermédio aproveitamentos hidroelétricos dotados de capacidade de bombagem. Na Tabela 3.2, construída através de dados do relatório sobre o armazenamento de energia elétrica do IEC (IEC, 2011), podemos observar mais detalhadamente as potências e capacidades instaladas por cada tecnologia, à data da realização do mesmo.

Tabela 3.2 – Capacidade instalada por tipo de armazenamento de energia elétrica mundialmente no ano de 2011

Capacidade instalada de armazenamento de energia elétrica mundialmente em 2011			
Tipo	Potência (MW)	Capacidade (MWh)	%
Hidroelétricas com capacidade de bombagem (PHS)	127000	1500000	99.61905%
Ar comprimido (CAES)	440	3730	0.24772%
Baterias de Sulfato de Sódio (NaS)	316	1900	0.12618%
Baterias de íões de lítio (Li-Ion)	70	17	0.00113%
Baterias de chumbo (LA)	35	70	0.00465%
Baterias de Nickel Cadmium (Ni)	27	6.75	0.00045%
<i>Flywheels</i>	25	0.4	0.00003%
Baterias de fluxo (RFB)	3	12	0.00080%

Estado de maturidade

No que diz respeito ao estado de maturidade das tecnologias, verifica-se o mesmo, porém, segundo dados de 2011 apresentados pelo relatório do IEC sobre as mesmas (IEC, 2011) retira-se a Figura 3.2.

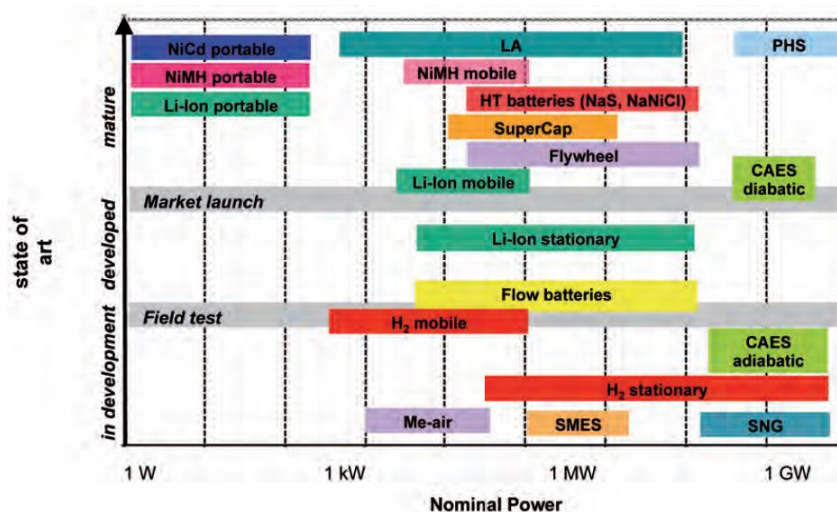


Figura 3.2 – Estado de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Custos, esperança de vida e eficiência

Em relação a custos das tecnologias obtidos a partir do relatório elaborado pelo *Electric Power Research Institute*, sobre tecnologias de armazenamento (EPRI, 2010), construiu-se a Tabela 3.3, que compara os custos, médios das tecnologias que se identificaram como mais interessantes. Introduziu-se a comparação com as centrais hidroelétricas com bombagem para efeitos de comparação.

Os valores apresentados são obtidos a partir dos rácios de potência/energia de cada uma das tecnologias.

Tabela 3.3 – Tabela comparativa de custos de tecnologias de armazenamento

Comparação de custos entre tecnologias				
Tecnologia	Capacidade (MWh)	Potência (MW)	Custo total (\$/kW)	Custo total (\$/kWh)
Hidroelétricas com bombagem	1680 - 5300	280 - 530	2500 - 4300	420 - 430
	5400 - 14000	900 - 1400	1500 - 2700	250 - 270
Baterias de Sulfato de sódio	300	50	3100 - 3300	520 - 550
Baterias de Vanadium Redox	250	50	3100 - 3700	620 - 740
Baterias de iões de lítio	25	100	1085 - 1550	4340 - 6200
Baterias de chumbo convencionais	200	50	1700 - 1900	520 - 550

A esperança de vida de um sistema de armazenamento de energia elétrica mede-se pelo número de vezes que este pode fazer uma carga e descarga completa, isto é, completar um ciclo. As diferentes tecnologias apresentam esperanças de vida médias, variadas, sendo que umas deterioram-se mais depressa que outras. A nível da eficiência da bateria, temos a relação entre potência útil e potência absorvida/fornecida, que também depende muito da tecnologia. Na Figura 3.3 (SILVA B. F., 2008) podemos ver uma comparação entre os vários tipos de tecnologias nestas duas características, mais uma vez estes valores são meramente indicativos.

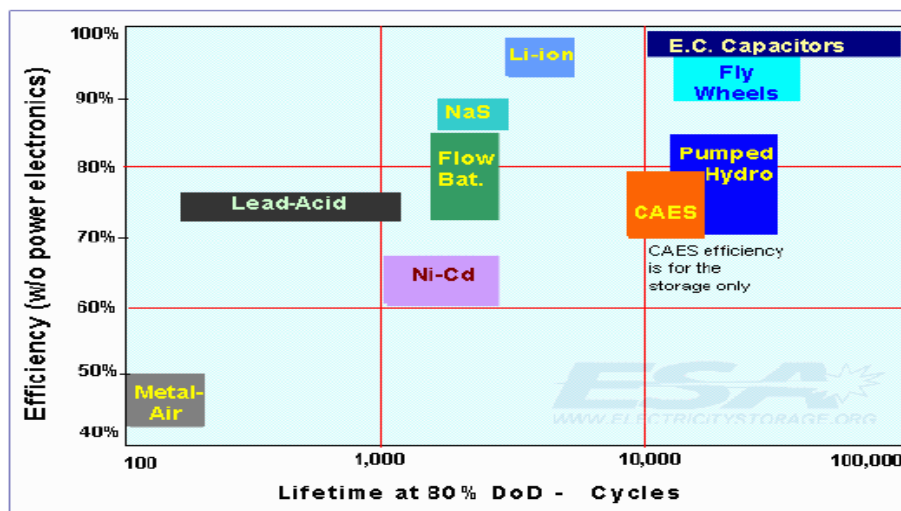


Figura 3.3 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da eficiência e esperança de vida.

3.4. Solução adotada

A solução adotada para o estudo a realizar na ilha da Madeira, recaiu sobre a utilização de baterias, por ser um recurso que está a sofrer um grande desenvolvimento e apresenta características muito interessantes para a integração de energias renováveis na rede, assim como pela sua grande versatilidade de implantação em qualquer zona da rede.

Para além disso, como já pudemos observar pela Tabela 3.1, ainda têm um grande potencial de contribuírem com grandes alterações ao nível da gestão e exploração da rede, alterando a filosofia e reduzindo a dependência dos meios tradicionais de produção e estabilização da rede, tipicamente as centrais térmicas, que têm como grande característica negativa, a poluição ambiental.

Como já foi referido anteriormente, as necessidades da rede são a nível do *time-shifting*, pois existe de facto excesso de produção normalmente nas horas de vazio, causando assim elevado desperdício de energia, assim como o seguimento da curva de carga (*load following*) e ainda o apoio nas redes isoladas, como é o caso da ilha da madeira, que necessitam de baterias com tempos de descarga entre os segundos e as horas.

Tendo em conta as tecnologias existentes e as funções a desempenhar, poder-se-á optar por diversas soluções, como por exemplo as *Flow Batteries*, por apresentarem uma versatilidade e serem escaláveis conforme as necessidades da rede⁹. Porém esta tecnologia ainda está em fase de amadurecimento, não tendo grandes provas dadas.

As baterias de sulfato de sódio, existindo inclusive algumas instalações do género com este tipo de bateria com resultados interessantes e sólidos comprovando os benefícios da sua utilização. Poderão também ser utilizadas as baterias de chumbo convencionais ou as de iões de lítio.

⁹ Para mais desenvolvimentos sobre este tipo de tecnologia consultar: (BINDNER, EKMAN, GEHRKE, & ISLEIFSSON, 2010)

3.4.1. Baterias de Sulfato de Sódio (NaS)

Segundo o relatório elaborado pelo IEC sobre as tecnologias de armazenamento de energia elétrica (IEC, 2011), como podemos observar na Figura 3.4, as baterias de NaS são compostas por dois eletrólitos em estado líquido, o positivo de sulfato e o negativo de sódio. Estes eletrólitos são por sua vez separados por eletrólito sólido de cerâmica *Beta Alumina*. A temperatura da bateria deve ser mantida entre 300 e 350 °C, de modo a manter os eletrólitos líquidos. Normalmente estas baterias apresentam um número de ciclos médio de 4500 e apresentam uma eficiência entre os 75 e 80%, tendo uma capacidade de resposta muito rápida, na ordem dos 2 milissegundos.

Este tipo de baterias é já utilizado em 200 instalações um pouco por todo o mundo, tipicamente para alisamento da curva de produção.

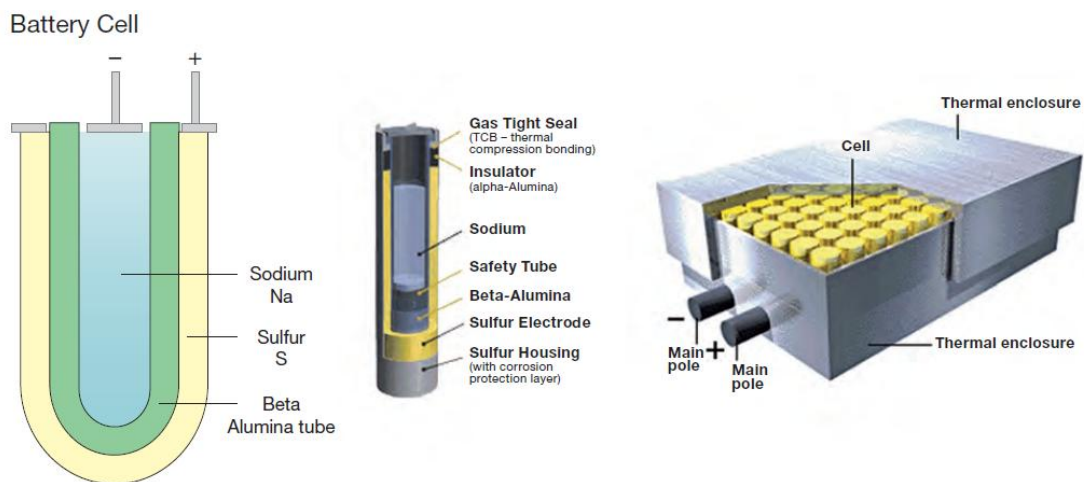


Figura 3.4 – Composição de uma bateria de NaS

Vantagens

- Densidade energética¹⁰ elevada
- Boa eficiência energética
- Solidez nos resultados em utilizações similares

Desvantagens

- Elevada temperatura de funcionamento
- Custos relativamente elevados.

¹⁰ Relação peso/energia (Wh/kg)

3.4.2. Flow Batteries

As *Flow Batteries* têm um princípio de funcionamento parecido ao das células de combustível (ROBERTS, 2009). Este assenta na circulação de eletrólitos líquidos em reservatórios separados, em que existe uma troca de iões através de uma membrana, produzindo assim energia elétrica. Na Figura 3.5 (Glidemeister, 2013) podemos ver os componentes e modo de funcionamento deste tipo de baterias. Estas baterias têm de ser dotadas de bombas para fazer a circulação dos eletrólitos, o que influencia fortemente o rendimento da bateria.

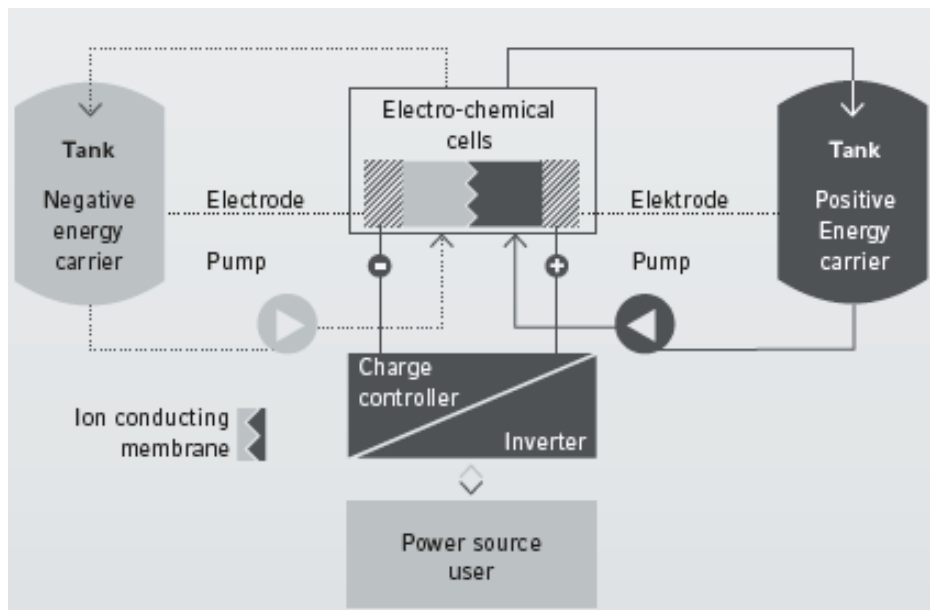


Figura 3.5 – Esquema de funcionamento das baterias de fluxo

Existem diversos eletrólitos neste tipo de baterias, mas os mais utilizados são o Brometo de Zinco (ZnBr), Vanadium Redox (VRB), Brometo de polissulfureto (PSB) e Ar-Zinco, com eficiências compreendidas entre os 50 e 80% (ABELHO, 2011).

Vantagens

- Desacoplamento da potência da energia, para mais potência, maior reator e para mais energia maiores tanques;
- Elevada capacidade de recarga pela substituição dos eletrólitos;
- Elevada esperança de vida;
- Funcionamento à temperatura ambiente;
- Capacidade de descarga completa;
- Utilização de materiais não tóxicos.

Desvantagens

- Baixa densidade energética o que faz com que tenha dimensões muito maiores que as concorrentes;
- Falta de provas dadas em ambiente real.

3.4.3. Baterias de Íões de Lítio

O princípio de funcionamento deste tipo de baterias assenta na movimentação de íões de lítio do ânodo para o cátodo, gerando assim corrente elétrica. Na Figura 3.6 (How stuff works, 2006), podemos ver a constituição e o modo de funcionamento de uma bateria de íões de lítio.

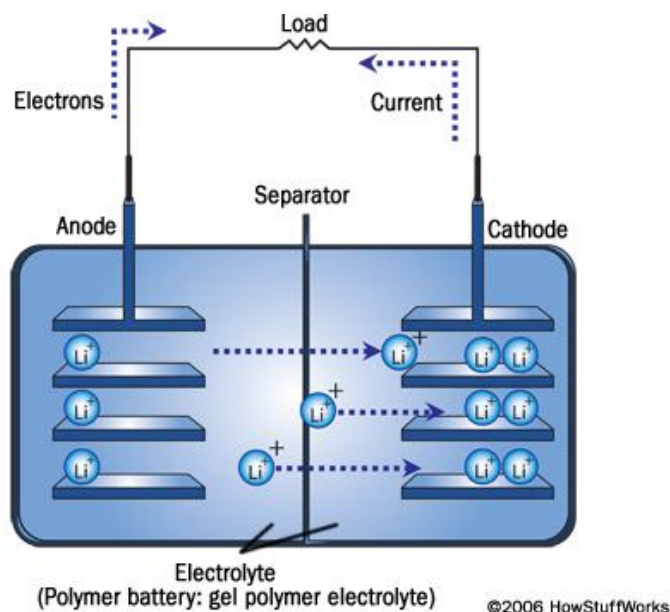


Figura 3.6 – Composição e funcionamento de uma baterias de íões de lítio

As baterias de íões de lítio são atualmente muito vulgares nas aplicações móveis, dada a sua grande densidade energética, o que dota os aparelhos móveis de uma grande autonomia com um peso reduzido (ABELHO, 2011); (ROBERTS, 2009).

Vantagens

- Elevada densidade energética e de potência;
- Efeito de memória¹¹ quase nulo;
- Baixa taxa de auto descarga.

Desvantagens

- Preço elevado;
- Problemas de segurança com o sobreaquecimento.

¹¹ O efeito de memória é o que na gíria se chama de bateria “viciada”, perdendo a capacidade de armazenamento da energia e consequentemente a autonomia.

3.4.4. Baterias de chumbo convencionais

As baterias de chumbo são constituídas por um ânodo de chumbo ácido o dióxido de chumbo como cátodo, que por sua vez estão imersas no eletrólito de ácido sulfúrico diluído, que conduz a corrente ao coletor (ABELHO, 2011).

Na Figura 3.7 (Lead Acid Battery), podemos ver em maior pormenor a composição de uma bateria de chumbo convencional.

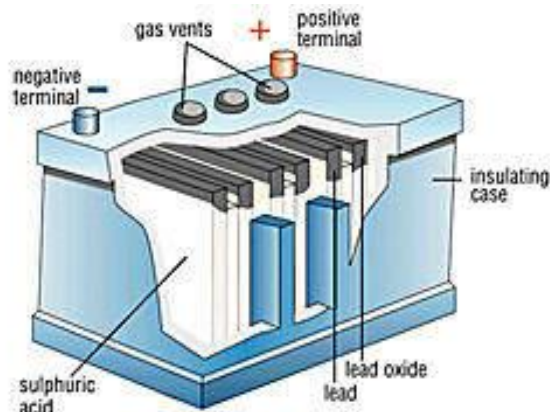


Figura 3.7 – Composição de uma bateria de Chumbo

Hoje em dia, são muito utilizadas em aplicações sensíveis ao custo e em que o peso não é relevante, tais como UPS e baterias de automóveis. A nível de larga escala, são também utilizadas juntamente com centrais de produção fotovoltaica para armazenamento de energia (ROBERTS, 2009); (ABELHO, 2011).

Vantagens

- Tecnologia perfeitamente madura;
- Baixo custo.

Desvantagens

- Utilização limitada em projetos grande escala devido ao grande efeito de memória;
- Esperança de vida reduzida;
- Problemas em descarga profunda;
- Baixa densidade de potência.

3.4.5. Modos de funcionamento

As baterias poderão ter vários modos de funcionamento, utilizou-se o caso das baterias de NaS, por existir boa informação gráfica sobre estes modos de funcionamento, porém, estes poderão ser aplicados a qualquer uma das tecnologias anteriormente referidas, excetuando as baterias de chumbo convencionais que são mais apropriadas para utilizações de reserva ou UPS.

Nivelamento da curva de produção

Na Figura 3.8, podemos ver a descrição gráfica do modo de funcionamento de uma bateria de NAS para atenuar a variabilidade das energias renováveis, assim como o efeito de *time-shifting*. Esta figura apresenta o modo de funcionamento da bateria adotado na ferramenta de análise exposta no capítulo seguinte (NGK INSULATORS, LTD., 2013).

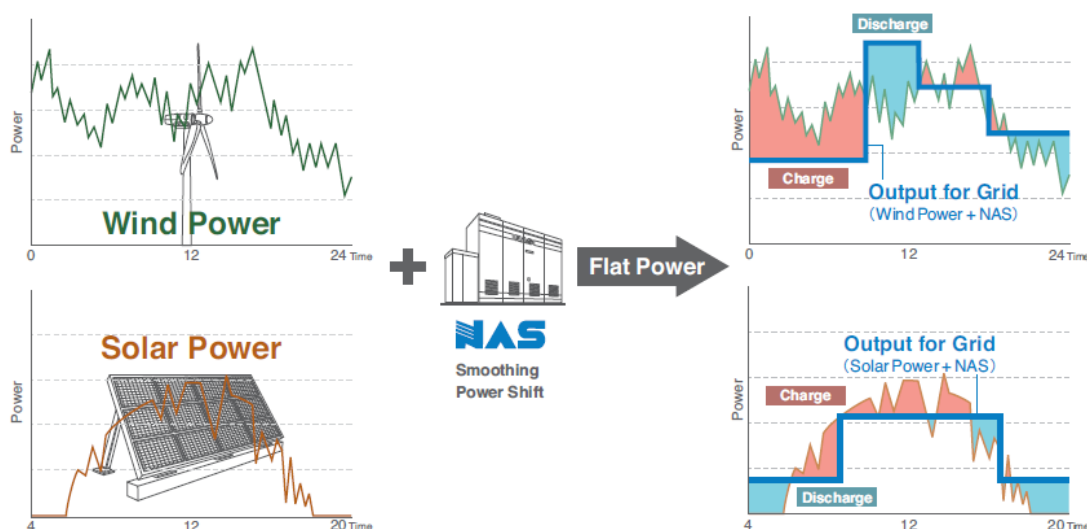


Figura 3.8 – Descrição gráfica da compensação pela intermitência das energias renováveis.

Podemos ainda ver em maior pormenor na Figura 3.9 (IEC, 2011) as curvas de potência, quer na bateria quer do aerogerador, em que a junção de ambas as curvas, gera uma curva total muito mais estável, absorvendo as variações e controlando o nível de potência injetada na rede.

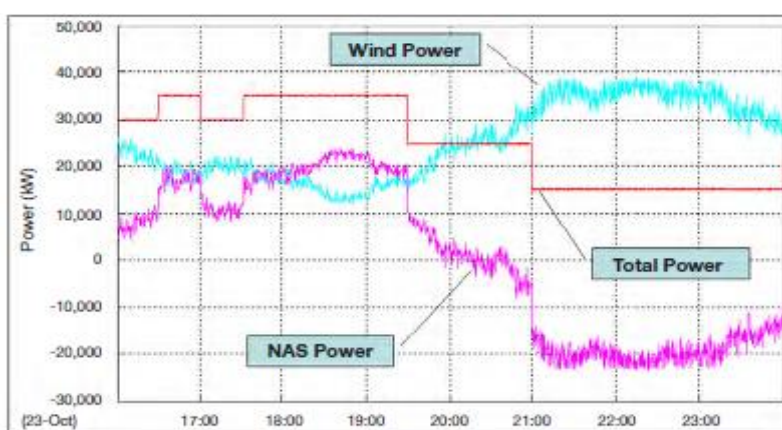


Figura 3.9 – Resultados operacionais do controlo de produção ao longo de 8 horas das baterias de NAS

O fabricante indica também outros modos de funcionamento para a bateria, como podemos observar na seguinte sequência, da Figura 3.10 à Figura 3.12.

Nivelamento da carga

Neste modo de operação pretende-se fazer um nivelamento da carga, reduzindo assim as variações de carga, podendo assim o grupo gerador funcionar no ponto ótimo de produção e consequentemente na eficiência máxima, reduzindo assim os consumos energéticos.

A Figura 3.10 (NGK INSULATORS, LTD., 2013) apresenta-nos este modo de funcionamento graficamente.

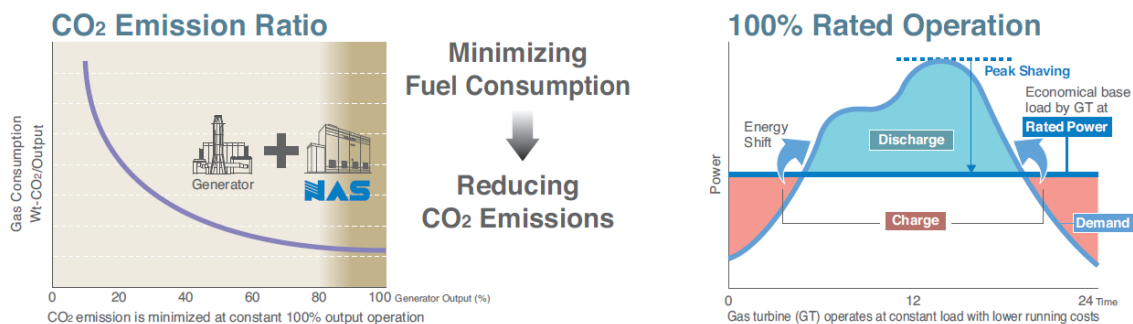


Figura 3.10 – Modo de operação em subestações de produção

Estabilização da frequência da rede

Este modo de operação é o modo que exige mais rapidez de resposta das baterias, sendo que a bateria tem de responder em tempos de milissegundos com potências elevadas, de forma a atenuar as variações de frequência produzidas pela desigualdade entre potência produzida e potência consumida.

Na Figura 3.11 (NGK INSULATORS, LTD., 2013), podemos ver graficamente este modo de funcionamento.

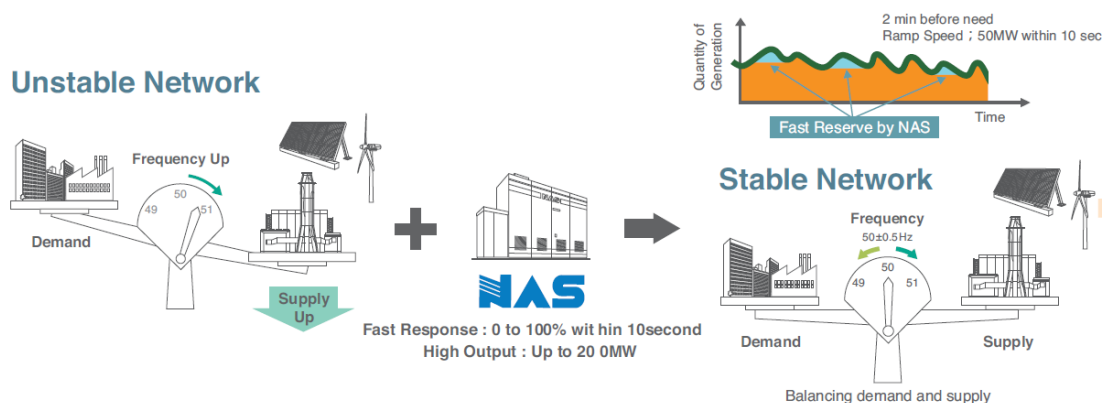


Figura 3.11 – Modo de operação ótimo para serviços de sistema

Integração em Smart Grids

Por fim, podemos observar a integração destas baterias e o papel que as mesmas podem ter numa *smart grid*. As baterias funcionarão como recursos de armazenamento distribuídos, de dimensões reduzidas, ao contrário do que é objeto de estudo deste trabalho, potenciando e aumentando assim a eficiência do sistema elétrico como um todo, nos vários níveis, desde a produção, transporte, distribuição e consumo.

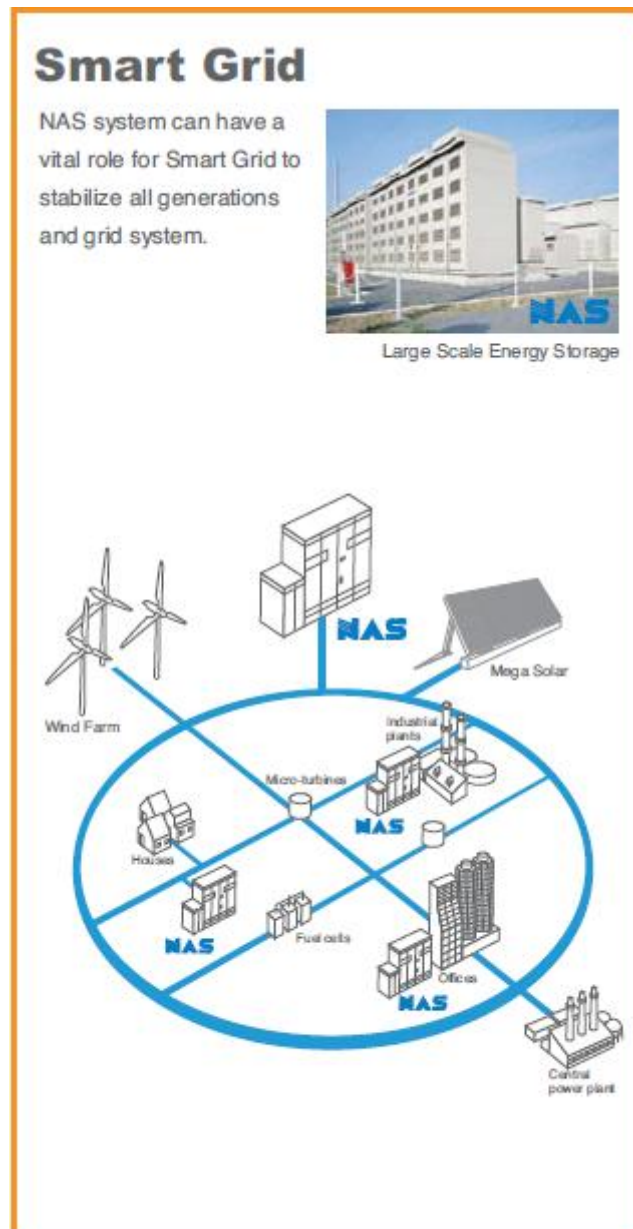


Figura 3.12 – Utilização em *smartgrids*

3.4.6. Projetos implementados

Segundo o relatório elaborado pelo IEC nas tecnologias de armazenamento de energia elétrica (IEC, 2011), existe de momento uma grande instalação no Japão em funcionamento desde 2008, com um propósito similar ao pretendido com o desenvolvimento deste trabalho, em que se combinou um parque eólico com potência total instalada de 51 MW (1500 kW * 34 unidades) a uma instalação de baterias NaS com potência de 34 MW (2000 kW * 17 unidades) e capacidade instalada de 245 MWh (Autonomia de 6 horas).

O sistema permite com que a potência de saída nunca seja superior aos 40 MW e que os picos e vales sejam alisados de forma a estabilizar a potência de saída.



Figura 3.13 – Exemplo de aplicação no Japão de baterias de NaS, NGK

Existe uma grande diversidade de projetos implementados, em fase de estudo e análise de viabilidade técnica e ainda de demonstração. Poderão ser consultados alguns destes projetos, nomeadamente nos EUA, através da página *web* da ESA, mais especificamente na secção de *case studies* (ESA, 2013).

3.4.7. Características das baterias a utilizar na simulação

Nos cenários de simulação optou-se por utilizar baterias com tempos de carga e descarga entre os 15 minutos e as seis horas, com potências instantâneas compreendidas entre os 5 MW e os 100 MW e capacidades compreendidas entre os 2,5 MWh e os 600MWh. A nível de rendimento de carga e de descarga, considerou-se 80% como sendo um valor aceitável. Todos estes valores enquadram-se com a realidade das tecnologias anteriormente referidas.

3.5. Análise conclusiva

Em suma, podemos afirmar que a área das tecnologias de armazenamento de energia elétrica é uma área ampla e abrangente, com várias formas sob a qual poderá ser armazenada a energia, assim como espaços temporais para os quais são adequados cada tipo de tecnologia.

Esta variedade resulta também na existência de uma grande gama de funções e aplicações para as quais podem ser utilizadas, contribuindo para uma maior qualidade e estabilização da produção, aumento da eficiência da rede de transporte ou ainda segurança no abastecimento de energia elétrica.

Podemos também afirmar que estas soluções contribuem para o melhoramento da garantia de potência das energias renováveis, tornando-as mais previsíveis e menos variáveis, ganhando desta forma maior possibilidade de integração no despacho.

A escolha da utilização de baterias revela-se como uma escolha tecnicamente bastante interessante, pois além da hipótese formulada na ferramenta de simulação apresentada no seguinte capítulo, poderá contribuir ativamente para a qualidade do fornecimento de energia, assim como reserva em caso de contingência e outros serviços de rede, fundamentais para manter os níveis de segurança.

Porém, a tecnologia de baterias está ainda em processo de amadurecimento, pelo que se espera que possam haver significativos avanços, principalmente pela massificação esperada do carro elétrico, aliada com as metas ambiciosas traçadas pelos governos mundiais relativamente às energias renováveis.

Assim, qualquer instalação neste campo deverá sempre ser desenhada partindo de certos pressupostos para os quais ser utilizada a bateria, sendo da competência dos potenciais fornecedores, o ajustamento da tecnologia utilizada a estes requisitos. No entanto, hoje em dia, a tecnologia com maiores provas dadas neste tipo de aplicação é a tecnologia de sulfato de sódio.

4. FERRAMENTA DE ANÁLISE AO IMPACTO DA INTRODUÇÃO DE BATERIAS NO SEPM

Neste capítulo apresentam-se os princípios sobre os quais o simulador foi desenvolvido. O mesmo pretende replicar da forma mais aproximada à realidade possível, o diagrama de produção ao longo de um ano da rede elétrica Madeirense, com o objetivo de conseguir simular o impacto da introdução de baterias na mesma. Para isso, foram utilizados dados fornecidos pela EEM, relativos à produção anual bruta discriminada de cada uma das fontes de energia existentes na rede elétrica da ilha, bem como os critérios de despacho da rede.

4.1. Processo de evolução

A criação do simulador foi evoluindo à medida que foram realizados testes. Inicialmente o objetivo passava por tentar diminuir o impacto da variabilidade da produção eólica, fazendo com que a bateria atenuasse as variações mais bruscas que ultrapassassem a *ramp rate*¹² das centrais base (Térmicas e hidroelétricas).

Porém, este tipo de abordagem limitava imenso a atuação das baterias e o seu impacto no aumento da energia eólica absorvida pela rede, o que se revelou ser mais importante no espaço temporal em questão. A estabilidade da rede, sendo uma preocupação a ter em conta num espaço temporal de segundos, perde a relevância pois o espaço temporal utilizado é o minuto.

Assim, tendo em conta a ordem de grandeza de energia eólica excedente, na ordem dos 10%, aliada ao objetivo de percentagem de energia renovável na rede, decidiu-se abordar o problema de outra maneira, com o objetivo de tentar minimizar este excedente de energia e consequentemente aumentar a penetração de energia renovável.

Para isso, efetuaram-se algumas alterações:

- Optou-se por desagregar a produção hidroelétrica da produção térmica, de forma a tornar os resultados finais mais reais e fidedignos.
- Utilizar um diagrama de cargas real para o ano.
- Libertar a bateria das restrições, impostas a nível dos períodos de carga e descarga.
- Libertar as centrais térmicas das restrições de ganho de potência, apenas mantendo-se a restrição de potência mínima produzida.

¹² *Ramp-rate* é o termo saxónico para taxa de tomada e redução de potência de uma central.

4.2. Pressupostos

A base temporal utilizada foi de um minuto atendendo ao facto de que os dados foram cordialmente fornecidos pela EEM nesta base temporal.

Como já foi referido anteriormente no capítulo 3, as baterias são caracterizadas por uma capacidade que vem explícita em Wh (Watt hora) e uma potência instantânea explícita em W (Watt). Esta potência instantânea é simétrica para o caso de a bateria estar a absorver energia da rede (negativa) ou estar a injetar energia na rede (positiva). Assim, em cada cenário serão discriminadas as seguintes características da bateria:

- Capacidade máxima (MWh);
- Potência instantânea (MW);
- Rendimento de carga e descarga.

Quanto ao funcionamento da bateria, os pressupostos de funcionamento adotados para maximizar o aproveitamento dos recursos eólicos, diminuindo assim o seu desperdício, foram:

- Sempre que o somatório das potências geradas exceder a potência consumida para o minuto em questão:
 - Se houver capacidade para a bateria absorver a energia, esta absorve toda a energia que possa, respeitando a potência nominal da mesma.
 - Caso a capacidade da bateria não seja suficiente para armazenar o excedente de energia, esta deve ser contabilizada como desperdiçada.
- Sempre que o somatório das potências geradas for menor à potência consumida para o minuto em questão:
 - Se houver energia na bateria, esta injeta a uma potência correspondente à energia fornecida pela mesma, dentro do limite de potência nominal.
 - Caso não haja energia suficiente armazenada na bateria, a produção das centrais térmicas aumentará de forma a cobrir o consumo nesse minuto.

Todas as energias finais anuais vêm expressas em GWh devido à sua dimensão.

Para as centrais térmicas, nas quais se engloba a central de resíduos urbanos, a única restrição a considerar será a de potência mínima produzida, visto que em cada minuto, os operadores de rede deverão efetuar a ligação de novos grupos na rede, caso venha a ser necessário, não sendo assim relevante a limitação do ganho de potência nem da diminuição de potência das mesmas.

4.3. Fluxograma do programa

O fluxograma correspondente do programa poderá ser encontrado no ANEXO III.

4.4. Metodologia utilizada

O processo de cálculo das potências baseia-se na diferença entre produção e potência consumida em cada instante. Enquanto que o cálculo da energia em determinado instante, deriva do cálculo de uma área, de triângulos ou formas trapezoidais.

4.4.1. Notação utilizada

Índices temporais:

t – índice dos intervalos de tempo ($t=1$ a 1440 minutos);

d – índice dos dias do ano ($d=1$ a 366 dias).

Abreviaturas:

A – Área;	dif – Diferencial;	r – Restante.
B – Bateria;	E – Energia;	
C – Capacidade;	P – Potência;	

4.4.2. Restrições existentes

Restrições da Bateria

- Restrição de potência de carga:

$$|P_{carga(t,d)}| \leq P_{nominal\ da\ bateria} \quad (4.1)$$

- Restrição de potência de descarga:

$$|P_{descarga(t,d)}| \leq P_{nominal\ da\ bateria} \quad (4.2)$$

- Restrição de energia na bateria:

$$0 \leq E_{Bateria(t,d)} \leq C_{Bateria} \quad (4.3)$$

Restrições das Centrais Térmicas

- Restrição de potência térmica mínima

$$P_{Térmica(t,d)} \geq P_{térmica\ mínima\ de\ despacho(t,d)} \quad (4.4)$$

A restrição de *ramp rate* torna-se pouco relevante, visto que os grupos eletrogéneos têm capacidades de tomada de potência muito elevadas.

4.4.3. Excesso de potência produzida

No caso de existir um somatório das potências geradas pelas diversas tecnologias de produção superior à potência consumida, diz-se que existe um excesso de potência, que será quantificado através da diferença entre estas duas grandezas como poderemos ver à continuação. Através da Figura 4.1, podemos ver uma representação gráfica que serve de exemplo e guia para o cálculo das potências e energias.

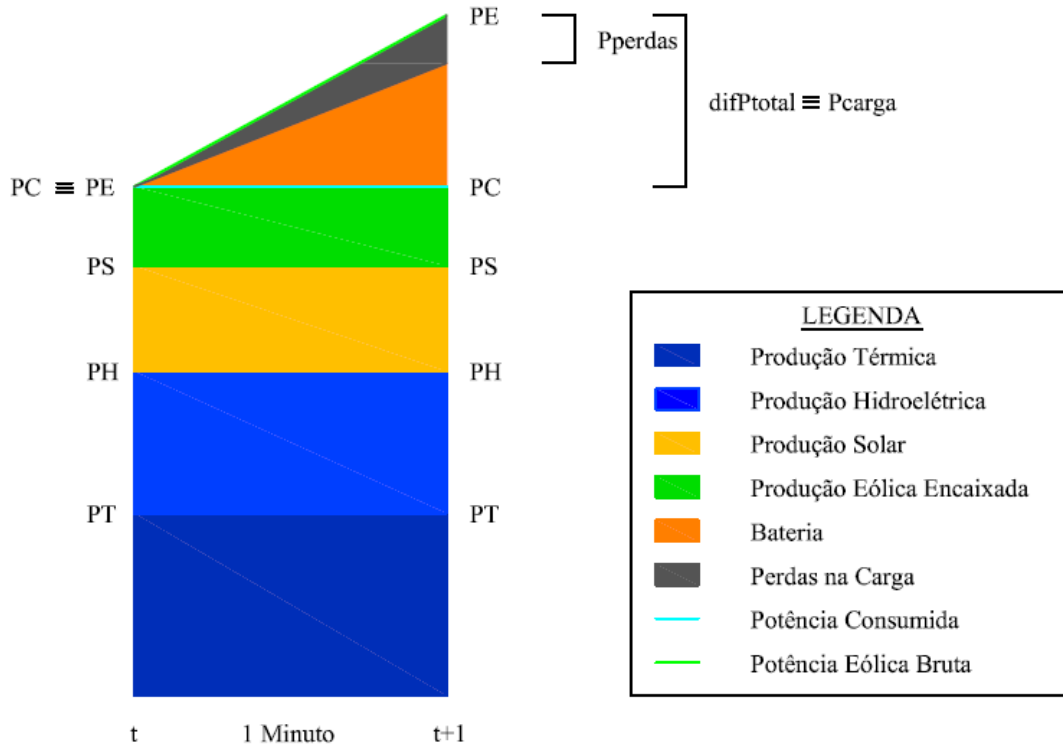


Figura 4.1 – Exemplo de diagrama de produção agregado (caso de excedente de potência e potência consumida mantém-se)

Cálculo das Potências:

No que diz respeito ao cálculo das potências o procedimento adotado é basicamente o de somar ou subtrair obtendo a potência pretendida. Ao longo da sequência de equações expostas de seguida, podemos observar um exemplo do procedimento adotado, havendo algumas alterações conforme o instante e os valores a considerar.

$$difP_{total(t+1,d)} = \sum P_{Produzidas(t+1,d)} - P_{Consumida(t+1,d)} \quad (4.5)$$

Em que:

- $difP_{total(t+1,d)}$ é o diferencial de potência entre potência consumida e produzida (MW);
- $P_{Consumida(t+1,d)}$ é a potência consumida pela rede (MW);
- $P_{Produzidas(t+1,d)}$ englobam todas as potências das centrais existentes na rede (MW).

O cálculo da potência de carga da bateria como já foi referido anteriormente nos pressupostos, está dependente da potência nominal e da capacidade da bateria, assim a potência de carga da bateria poderá tomar vários valores.

No caso do diferencial de potência (equação (4.5)) ser menor que a potência nominal da bateria e existir capacidade suficiente na bateria para absorver a energia, define-se a igualdade apresentada na expressão (4.6):

$$P_{carga(t+1,d)} = difP_{total(t+1,d)} \quad (4.6)$$

Em que:

→ $P_{carga(t+1,d)}$ é a potência de carga da bateria (MW).

Se for superior à potência nominal da bateria, mas existir capacidade suficiente para a bateria absorver a energia, obtém-se a igualdade apresentada na expressão (4.7):

$$P_{carga(t+1,d)} = P_{nominal\ da\ bateria} \quad (4.7)$$

Em que:

→ $P_{nominal\ da\ bateria}$ é a potência nominal da bateria (MW).

Por fim, se a bateria ficar limitada pela restante capacidade existente na bateria, a nova potência absorvida é calculada da seguinte forma:

$$P_{carga(t+1,d)} = \frac{rCB_{(t,d)} * \frac{60}{1000} * \frac{2}{1}}{\eta_{carga}} \quad (4.8)$$

Em que:

- $rCB_{(t,d)}$ é a restante capacidade da bateria (kWh);
- $\frac{60}{1000}$ é o fator multiplicativo para transformar kWh em MWminuto;
- $\frac{2}{1}$ é o fator multiplicativo que deriva da área do triângulo na Figura 4.2;
- η_{carga} é o rendimento equivalente de carga do conjunto baterias/inversor.

Como o rendimento de carga das baterias não é de 100 %, existem perdas associadas à carga que se calculam da seguinte forma:

$$P_{perdas\ na\ carga(t+1,d)} = P_{carga(t+1,d)} * (1 - \eta_{carga}) \quad (4.9)$$

Em que:

- $P_{perdas\ na\ carga(t+1,d)}$ é a potência de perdas na carga da bateria (MW);
- $P_{carga(t+1,d)}$ é a potência de carga da bateria (MW).

Combinando a equação (4.8) com a equação (4.9), retiramos a potência útil da bateria:

$$P_{bateria(t+1,d)} = -(P_{carga(t+1,d)} - P_{perdas na carga(t+1,d)}) \quad (4.10)$$

Em que:

→ O sinal negativo é utilizado para mostrar que a bateria está a absorver energia da rede e também servirá para a construção dos gráficos apresentados no capítulo 5.

Através das equações acima expostas e admitindo que o excedente de potência é apenas eólica, calcula-se a potência eólica encaixada¹³:

$$P_{Eólica Encaixada(t+1,d)} = P_{Eólica Bruta(t+1,d)} - difP_{total(t+1,d)} + |P_{bateria(t+1,d)}| \quad (4.11)$$

Em que:

- $P_{Eólica Encaixada(t+1,d)}$ é a potência eólica efetivamente absorvida pela rede (MW);
- $P_{Eólica Bruta(t+1,d)}$ é a potência eólica gerada pelo agregado de parques eólicos (MW).

A potência excedente, calcula-se pela diferença entre a potência excedente inicial e a potência de carga da bateria.

$$P_{excedente(t+1,d)} = difP_{total(t+1,d)} - |P_{carga(t+1,d)}| \quad (4.12)$$

Em que:

- $P_{excedente(t+1,d)}$ é a potência que não foi consumida (MW).

¹³ É a potência eólica que foi de facto consumida pela rede + a potência absorvida pela bateria.

Cálculo das energias:

O cálculo das energias faz-se através do cálculo de áreas, nomeadamente de triângulos. Em qualquer das situações conhece-se sempre a base e a altura do triângulo a calcular, sendo que a base e a altura variam conforme se a base estiver no eixo horizontal ou vertical.

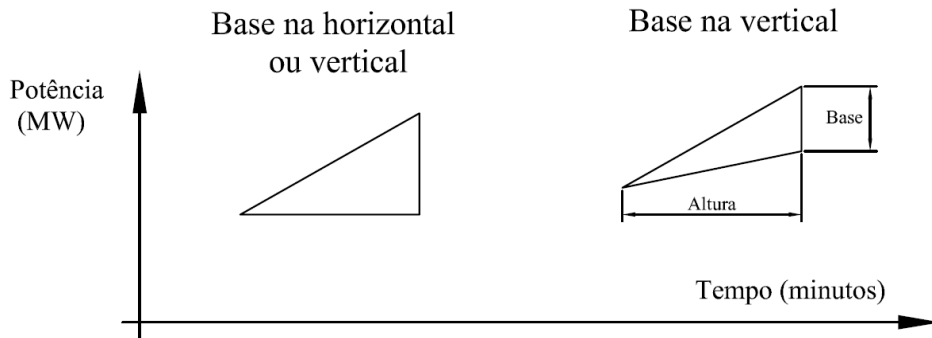


Figura 4.2 – Áreas do triângulo

$$A_{triângulo} = \frac{Base * Altura}{2} \quad (4.13)$$

No caso em que a bateria não está a carregar no minuto anterior, o cálculo da energia faz-se da seguinte maneira:

$$E_{carga(t,d)} = \frac{|P_{carga(t+1,d)}| * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.14)$$

Em que:

- $E_{carga(t,d)}$ é a energia absorvida pela bateria no minuto t, expressa em kWh;
- $\frac{|P_{carga(t+1,d)}| * 1}{2}$ esta componente da equação deriva do cálculo da área do triângulo, na equação (4.13) e dá-nos uma energia em MWminuto;
- $\frac{1000}{60}$ é o fator de conversão de MWminuto para kWh.

No caso de a bateria estar em carga no momento anterior, o cálculo da energia efetua-se recorrendo à expressão (4.15), que deriva do cálculo da área de um trapézio:

$$E_{carga(t,d)} = \frac{(|P_{carga(t+1,d)}| + |P_{carga(t,d)}|) * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.15)$$

O caso da bateria estar a descarregar no momento anterior é desprezado por complicar os cálculos e não ter grande impacto nos resultados finais, sendo utilizada a equação (14).

O cálculo da energia de perdas na carga se a bateria não estiver a carregar no momento anterior é realizado da seguinte maneira exposta na equação (4.16):

$$E_{perdas\ na\ carga\ (t,d)} = \frac{P_{perdas\ na\ carga\ (t+1,d)} * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.16)$$

Caso contrário, calcula-se pela equação (4.17):

$$E_{perdas\ na\ carga\ (t,d)} = \frac{(P_{perdas\ na\ carga\ (t+1,d)} + P_{perdas\ na\ carga\ (t,d)}) * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.17)$$

Da diferença entre a energia de carga e a energia de perdas obtém-se a energia útil de carga na bateria, através da expressão (4.18):

$$E_{útil\ de\ carga\ (t,d)} = E_{carga\ (t,d)} - E_{perdas\ na\ carga\ (t,d)} \quad (4.18)$$

E por fim, a energia total na bateria no minuto t+1, calculada pela equação (4.19):

$$E_{na\ Bateria\ (t+1,d)} = E_{Bateria\ (t,d)} + E_{útil\ de\ carga\ (t,d)} \quad (4.19)$$

Cálculo das energias finais por minuto:

O cálculo das energias finais por cada minuto decorrido realiza-se através do cálculo de duas áreas, a área de um retângulo, primeira parcela e pela área de um triângulo, segunda parcela, da equação (4.20):

$$E_{produzida\ (t+1,d)} = \left(P_{(t+1,d)} * \frac{1000}{60} \right) + \left(\frac{(P_{(t,d)} - P_{(t+1,d)}) * 1}{2} * \frac{1000}{60} \right) \quad (4.20)$$

Em que:

- $P_{(t,d)}$ é a potência produzida no instante “t” do dia “d”;
- $P_{(t+1,d)}$ é a potência produzida no instante “t+1” do dia “d”;

Exemplo:

Tabela 4.1 – Dados para exemplo de carga

Valores de potência (MW)	Bateria
$P_{Consumida (t+1,d)} = 100$	$C_{Bateria} = 10000 kWh$
$P_{Térmica despacho (t+1,d)} = 40$	$E_{Bateria (t,d)} = 9675 kWh$
$P_{Hidroelétrica (t+1,d)} = 35$	$P_{nominal da bateria} = 5 MW$
$P_{Solar (t+1,d)} = 5$	$\eta_{carga} = 89 \%$
$P_{Eólica Bruta (t+1,d)} = 35$	
$P_{Carga (t,d)} = 0$	

$$difP_{(t+1,d)} = (40 + 35 + 5 + 35) - 100 = 115 - 100 = 15 MW$$

Verificação se a potência excedente é superior à potência nominal da bateria:

$$15 MW > 5 MW$$

$$P_{Carga (t+1,d)} = 5 MW$$

$$P_{perdas na carga(t+1,d)} = 5 * (1 - 0,89) = 0,55 MW$$

$$P_{Bateria (t+1,d)} = -(5 - 0,55) = -4,45 MW$$

$$rCB_{(t,d)} = 10000 - 9675 = 325 kWh$$

$$E_{carga(t,d)} = \frac{|-4,45| * 1}{2} * \frac{1000}{60} = 37,08(3) kWh$$

Verificação se a energia de carga é inferior à restante capacidade da bateria:

$$325 kWh > 37,08(3) kWh$$

$$E_{Bateria (t+1,d)} = 9675 + 37,08(3) = 9712,08(3) kWh$$

$$P_{Eólica Encaixada(t+1,d)} = 35 - 25 + |-4,45| = 14,45 MW$$

$$P_{excedente (t+1,d)} = 25 - |-4,45| = 20,55 MW$$

4.4.4. Déficit de potência produzida

O caso de existir déficit de potência produzida é, como já foi anteriormente referido, o caso em que o somatório das potências produzidas pelas diversas tecnologias é inferior ao valor de potência consumida. Assim sendo, existe um diferencial que tem de ser coberto, quer seja pela bateria, quer seja pelas centrais térmicas.

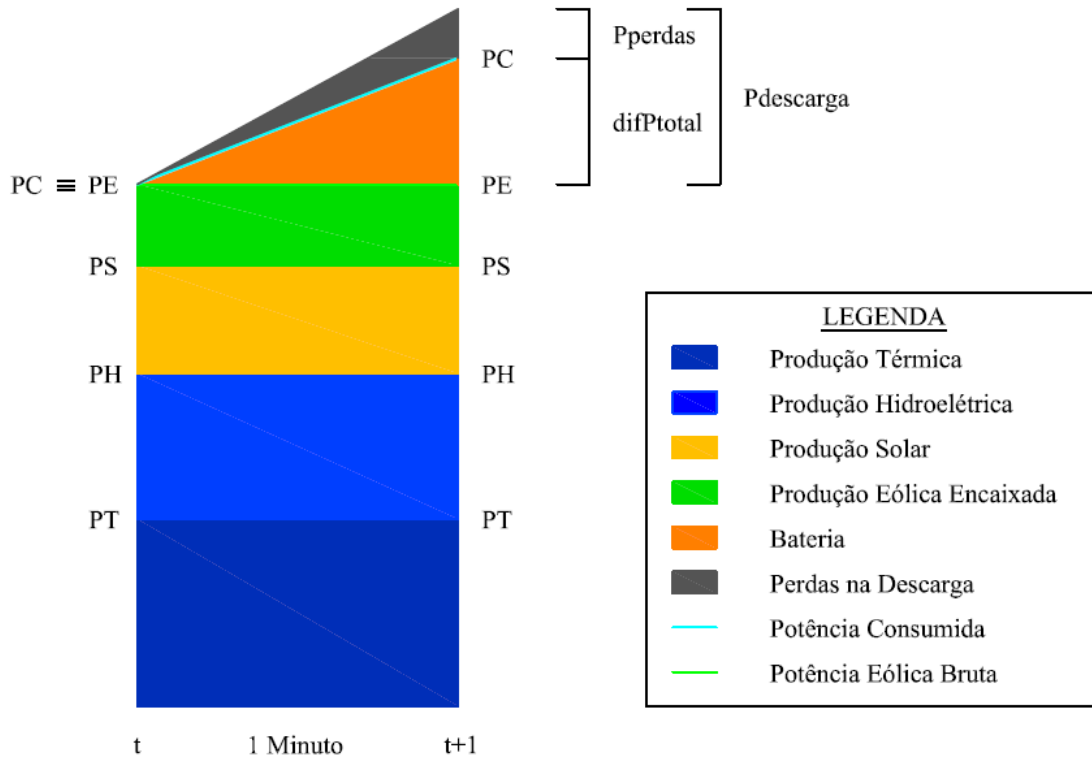


Figura 4.3 - Exemplo de diagrama de produção agregado (caso de déficit de potência e potência consumida mantém-se)

Cálculo das potências:

O cálculo do diferencial de potência neste caso é efetuado segundo a expressão (4.21):

$$diffP_{total(t+1,d)} = P_{Consumida(t+1,d)} - \sum P_{Produzidas(t+1,d)} \quad (4.21)$$

Neste caso, ao contrário de quando existe excesso de potência, o diferencial de potência terá de ser comparado à potência útil que a bateria pode debitar devido ao rendimento de descarga ser inferior a 100 %. Também terá de existir energia restante na bateria suficiente para cobrir este déficit.

No caso de a potência útil de descarga ser superior ao diferencial de potência e existir energia suficiente restante na bateria, a potência de descarga calcula-se segundo a equação (4.22):

$$P_{descarga (t+1,d)} = \frac{difP_{(t+1,d)}}{\eta_{descarga}} \quad (4.22)$$

Caso seja inferior e existir suficiente energia na bateria, a equação utilizada é a (4.23):

$$P_{descarga (t+1,d)} = P_{nominal da bateria} \quad (4.23)$$

Por fim, se não houver energia suficiente na bateria, terá de ser calculada a potência equivalente à restante energia na bateria, segundo a expressão (4.24):

$$P_{descarga (t+1,d)} = rEB_{(t,d)} * \frac{60}{1000} * \frac{2}{1} \quad (4.24)$$

O cálculo da potência de perdas na descarga é idêntico ao das perdas na carga, e calcula-se de acordo com a expressão (4.25):

$$P_{perdas na descarga (t+1,d)} = P_{descarga (t+1,d)} * (1 - \eta_{descarga}) \quad (4.25)$$

A potência útil de descarga neste caso é positiva, pois a bateria está a injetar energia na rede, assim obtém-se a expressão (4.26):

$$P_{Bateria (t+1,d)} = P_{descarga (t+1,d)} - P_{perdas na descarga (t+1,d)} \quad (4.26)$$

Neste caso, como existe um défice de potência, toda a potência eólica produzida é encaixada na rede, por isso obtém-se a igualdade na expressão (4.27):

$$P_{Eólica Encaixada (t+1,d)} = P_{Eólica Bruta (t+1,d)} \quad (4.27)$$

Tal como já foi referido nos pressupostos, nesta situação é a produção térmica que se ajusta de forma a cobrir o défice existente, como se apresenta na equação (4.28), atingindo-se assim a igualdade de potência consumida e potência gerada.

$$P_{T.Efetiva (t+1,d)} = P_{T.Despacho (t+1,d)} + (difP_{total (t+1,d)} - P_{bateria (t+1,d)}) \quad (4.28)$$

Em que:

- $P_{T.Efetiva (t+1,d)}$ é a potência térmica efetivamente produzida naquele instante (MW);
- $P_{T.Despacho (t+1,d)}$ é a potência térmica mínima conforme os critérios de despacho (W).

Cálculo das energias:

À semelhança do que acontece no caso do excedente de produção, para o cálculo das energias terá de ser considerado o momento anterior para se calcular a energia de descarga. Assim sendo, considerando que no momento anterior a bateria não está a descarregar, a energia de descarga calcula-se pela equação (4.29):

$$E_{descarga(t,d)} = \frac{P_{descarga(t+1,d)} * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.29)$$

Em que:

- $E_{descarga(t,d)}$ é a energia injetada pela bateria no minuto t, expressa em kWh;
- $\frac{P_{descarga(t+1,d)} * 1}{2}$ esta componente da equação deriva do cálculo da área do triângulo e dá-nos uma energia em MWminuto;
- $\frac{1000}{60}$ é o fator de conversão de MWminuto para kWh.

Caso no momento anterior a bateria esteja a descarregar, a expressão utilizada é a seguinte (4.30):

$$E_{descarga(t,d)} = \frac{(P_{descarga(t+1,d)} + P_{descarga(t,d)}) * 1}{2} * \frac{1000}{60} \quad (4.30)$$

Finalmente obtém-se a energia restante na bateria, calculada através da equação (4.31):

$$E_{na\ Bateria\ (t+1,d)} = E_{na\ Bateria\ (t,d)} - E_{descarga\ (t,d)} \quad (4.31)$$

Cálculo das energias finais por minuto:

O cálculo das energias finais por cada minuto decorrido realiza-se pela seguinte equação (4.32):

$$E_{produzida\ (t+1,d)} = \left(P_{(t+1,d)} * \frac{1000}{60} \right) + \left(\frac{(P_{(t,d)} - P_{(t+1,d)}) * 1}{2} * \frac{1000}{60} \right) \quad (4.32)$$

Em que:

- $P_{(t,d)}$ é a potência produzida no instante “t” do dia “d”;
- $P_{(t+1,d)}$ é a potência produzida no instante “t+1” do dia “d”;

Cálculo das energias finais anuais:

$$E_{total\ anual} = \sum_{d=1}^{366} \sum_{t=1}^{1440} E_{(t,d)} \quad (4.33)$$

Exemplo:

Tabela 4.2 – Dados para exemplo de descarga

Valores de potência (MW)	Bateria
$P_{Consumida (t+1,d)} = 150$	$C_{Bateria} = 10000 kWh$
$P_{Térmica despacho (t+1,d)} = 44$	$E_{Bateria (t,d)} = 25 kWh$
$P_{Hidroelétrica (t+1,d)} = 26$	$P_{nominal da bateria} = 5 MW$
$P_{Solar (t+1,d)} = 5$	$\eta_{carga} = 89 \%$
$P_{Eólica Bruta (t+1,d)} = 30$	
$P_{descarga (t,d)} = 5$	

$$difP_{(t+1,d)} = 150 - (44 + 26 + 5 + 35) = 150 - 110 = 40 MW$$

Verificação se o déficit de potência é superior à potência nominal da bateria:

$$40 MW > 5 MW$$

$$P_{descarga (t+1,d)} = 5 MW$$

$$P_{perdas na descarga(t+1,d)} = 5 * (1 - 0,89) = 0,55 MW$$

$$P_{Bateria (t+1,d)} = (5 - 0,55) = 4,45 MW$$

$$rEB_{(t,d)} = 25 kWh$$

$$E_{descarga(t,d)} = \frac{5 * 1}{2} * \frac{1000}{60} = 41, (6) kWh$$

Verificação se a energia restante na bateria é superior à energia necessitada:

$$41, (6) kWh > 25 kWh$$

$$E_{descarga(t,d)} = 25 kWh$$

$$E_{na Bateria (t+1,d)} = 25 - 25 = 0 kWh$$

$$P_{descarga (t+1,d)} = 25 * \frac{60}{1000} * \frac{2}{1} = 3 MW$$

$$P_{perdas na descarga(t+1,d)} = 3 * (1 - 0,89) = 0,33 MW$$

$$P_{Bateria (t+1,d)} = (3 - 0,33) = 4,45 MW$$

$$P_{T.Efetiva (t+1,d)} = 44 + (40 - 4,45) = 79,45 MW$$

4.5. Implementação

O simulador foi implementado utilizando a ferramenta *MATLAB*, versão 7.8.0 (R2009a) da *MathWorks*, toda a programação foi feita recorrendo a linha de código em ficheiros de extensão “.m” com linguagem característica desta ferramenta. A máquina utilizada para a realização das simulações foi um portátil ASUS K53S-SX710V com processador Intel Core i5 2450M de 2.5 GHz e com memória RAM de 4 GB do tipo DDR3-1333.

A simulação de um ano completo, desde a aquisição de dados a partir do ficheiro *Excel*, seguida de todo o processo de cálculo de potências e energias apresentado previamente no presente capítulo, até à escrita dos resultados novamente no ficheiro *Excel* juntamente com a amostragem de gráficos diários de produção agregada, energia na bateria e potência, demora aproximadamente 5 minutos.

5. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

5.1. Estrutura de apresentação de resultados

A apresentação de resultados será feita em duas componentes, na componente gráfica, onde serão expostos gráficos diários e na componente de tabelas de resultados, onde serão expostos os valores anuais de energia e outras informações relevantes.

5.1.1. Gráficos

O modelo de apresentação dos gráficos, como pode ser conferido na Figura 5.1, é composto por três gráficos.

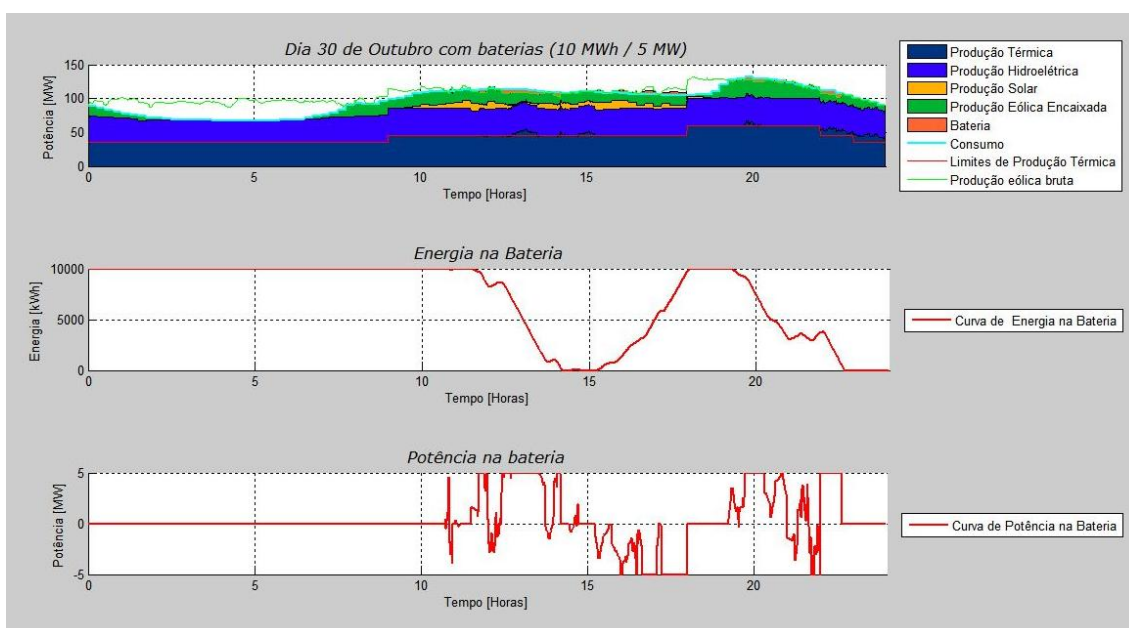


Figura 5.1 – Gráficos respectivos ao dia 30 de Outubro com baterias de 10 MWh de capacidade e 5 MW de potência nominal situação atual

Em primeiro lugar o gráfico de produção agregada diária em que as áreas coloridas correspondem à produção de energia por tipo de central e as curvas à potência consumida, térmica mínima e eólica bruta, a designação individual encontra-se na legenda do lado direito do gráfico.

Este gráfico é construído através das iterações realizadas pelo simulador, respeitando os procedimentos apresentados no capítulo anterior, para o cálculo de potências. Sendo um gráfico de potências agregadas, não há sobreposição de potências, isto é, a curva inferior é desenhada com os valores de potência térmica, a curva superior a essa é

desenhada com a soma da térmica e hídrica e assim sucessivamente. A curva denominada de limites de produção térmica, é construída através dos valores de potência térmica mínima, derivados do despacho apresentado no capítulo 2.

Em segundo lugar podemos observar o gráfico de energia na Bateria, que representa a evolução temporal da energia na bateria ao longo de um dia. Os valores para a construção deste gráfico são obtidos através do procedimento cálculo das energias, também explicado no capítulo anterior.

E por último, vemos a potência na bateria. Quando esta toma valores negativos, significa que está a absorver energia da rede, por outro lado, quando toma valores positivos está a injetar energia na rede.

Aquando da análise destes gráficos, é indispensável para uma melhor compreensão de toda a evolução diária de potências a visualização conjunta dos três, pois só assim se conseguem identificar e quantificar todos os valores de potência e energia transitados na bateria, assim como os impactos na produção térmica e encaixe de eólica.

Este tipo de demonstração de resultados apenas serve para compreender melhor o funcionamento do simulador e confirmar que os resultados são confiáveis e replicam fielmente a realidade.

5.1.2. Tabelas de resultados

A apresentação de resultados em tabelas é a mais adequada do ponto de vista da análise do impacto da introdução de baterias, verificado nas energias produzidas.

Na Tabela 5.1, podemos ver um exemplo de uma tabela de demonstração de resultados anuais.

Tabela 5.1 – Exemplo de tabela de resultados (cenário atual)

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
	MWh	MW	Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Cenário Atual	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
	10	5	680.52	0.50	74.15	24.41	94.38	83.09	0.55	11.28	11.96%	861.75	21.08%	0.62	0.09	0.62	0.06	0.15
		10	680.52	0.51	74.15	24.41	94.38	83.14	0.59	11.24	11.91%	861.75	21.08%	0.64	0.13	0.64	0.09	0.22
	20	5	680.32	0.70	74.15	24.41	94.38	83.29	0.74	11.09	11.75%	861.75	21.10%	0.86	0.11	0.86	0.09	0.20
		10	680.27	0.75	74.15	24.41	94.38	83.41	0.87	10.96	11.62%	861.75	21.12%	0.95	0.17	0.95	0.12	0.29
	30	10	680.11	0.92	74.15	24.41	94.38	83.58	1.03	10.80	11.44%	861.75	21.14%	1.15	0.19	1.15	0.14	0.33
		20	680.16	0.87	74.15	24.41	94.38	83.63	1.09	10.74	11.38%	861.75	21.14%	1.15	0.26	1.15	0.20	0.46

Na primeira coluna, podemos ver a informação sobre o ano em questão e qual o cenário simulado. Toda a informação detalhada sobre estes cenários é exposta no subcapítulo seguinte (5.2).

A caracterização das baterias é feita na segunda e terceira colunas, com a capacidade e potência nominal, respetivamente. As características das baterias e as razões pelas quais se utilizaram estão devidamente explicadas no capítulo 3.

Como tem vindo ser desenvolvido ao longo deste trabalho, a redução da produção por fontes não renováveis, é um dos objetivos, pelo que nas colunas cinco e seis, pode-se

ver o valor de energia térmica total produzida, incluindo a central de resíduos sólidos urbanos, e a respetiva redução em relação ao caso atual sem baterias, que expõe os valores de energia verificados no ano decorrido.

De seguida, na sexta e sétima coluna, podemos observar os valores de energia hídrica e solar produzidas ao longo do ano.

Nas colunas referentes à energia eólica (da oito à doze), podemos ver os valores relativos à energia eólica (EE), sendo que na coluna oito temos a energia bruta, que é a EE total produzida pelo conjunto de parques eólicos instalados na ilha. Na coluna nove temos a EE encaixada que é a EE efetivamente absorvida pela rede, e logo de seguida na coluna dez podemos ver o aumento relativamente à EE encaixada sem baterias. As colunas onze e doze referem-se ao excedente total de EE no ano, ou seja, a diferença entre a EE bruta e a EE encaixada.

A coluna treze apresenta-nos a energia total consumida, seguida da coluna catorze que nos dá a informação sobre qual a percentagem de energia renovável na energia total produzida.

E por fim, as restantes colunas referem-se à energia transitada na bateria e as perdas associadas.

Todos os valores que compõem estas tabelas são obtidos através da equação (4.33), exposta no capítulo anterior.

Às tabelas foram associados filtros de cor, de forma a facilitar a leitura e comparação entre cenários e casos¹⁴. O filtro de cor aplicado à % de renováveis é um filtro absoluto de todos os cenários simulados. Por outro lado, os restantes filtros aplicados à são apenas aplicados ao cenário em questão sem e com redespacho por não fazer sentido comparar dois cenários com potência eólica instalada diferente.

5.2. Cenários simulados

5.2.1. Atual

O cenário atual reproduz fielmente o comportamento da rede madeirense tal e como esta é hoje em dia, de forma a obter valores de produção anuais similares aos da ilha da Madeira, respeitando os critérios de despacho e as suas restrições. Como poderemos ver através dos resultados, os valores de energia no caso em que não existem baterias, são idênticos aos valores expostos no capítulo 2 relativamente à caracterização da rede.

¹⁴ Os casos do cenário, são diferenciados pela característica das baterias. O primeiro caso na Figura 5.1, é o caso sem baterias e o segundo é o caso com baterias de 10 MWh de capacidade e de 5 MW de potência nominal.

Resultados:

Tabela 5.2 – Tabela de Resultados do cenário atual

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
	MWh	MW	Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Cenário Atual	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
	10	5	680.52	0.50	74.15	24.41	94.38	83.09	0.55	11.28	11.96%	861.75	21.08%	0.62	0.09	0.62	0.06	0.15
		10	680.52	0.51	74.15	24.41	94.38	83.14	0.59	11.24	11.91%	861.75	21.08%	0.64	0.13	0.64	0.09	0.22
	20	5	680.32	0.70	74.15	24.41	94.38	83.29	0.74	11.09	11.75%	861.75	21.10%	0.86	0.11	0.86	0.09	0.20
		10	680.27	0.75	74.15	24.41	94.38	83.41	0.87	10.96	11.62%	861.75	21.12%	0.95	0.17	0.95	0.12	0.29
	30	10	680.11	0.92	74.15	24.41	94.38	83.58	1.03	10.80	11.44%	861.75	21.14%	1.15	0.19	1.15	0.14	0.33
20		680.16	0.87	74.15	24.41	94.38	83.63	1.09	10.74	11.38%	861.75	21.14%	1.15	0.26	1.15	0.20	0.46	

O caso sem baterias deste cenário é o mais indicado para fazer uma validação do funcionamento do simulador, visto que respeita todas as restrições de despacho atuais e é simulado com base nos dados de produção do ano 2012.

Como já foi referido anteriormente, na energia térmica gerada inclui-se também a central de resíduos sólidos urbanos. Posto isto, temos que a energia térmica gerada ao longo de um ano foi de 681,03 GWh, valor que é idêntico ao de 677,1 GWh (649,38+27,72) verificado em 2012.

Desta forma, verificamos que os resultados obtidos são de facto uma reprodução fiel da realidade, com uma margem de erro pequena dada a ordem de grandeza das energias (0,57% na térmica e 0,08% na eólica encaixada).

Relativamente às baterias, como seria de esperar, verifica-se de facto um aumento da EE encaixada e a consequente redução do desperdício, assim como da energia térmica. Ainda como consequência, verifica-se um aumento da percentagem de renováveis na rede.

A tendência é que com o aumento da capacidade, assim como com o aumento da potência da bateria, a energia eólica encaixada seja superior. No que diz respeito à energia térmica produzida existe porém, com o aumento da potência, um ponto de inversão dessa tendência algures entre os 10 e os 20 MW, como podemos observar nos dois casos com capacidade de 30 MWh. Se verificarmos através da energia transitada na bateria e das perdas associadas, podemos perceber o porquê desta inversão da tendência, que apesar de a energia transitada ser igual, existe maior valor de perdas.

Gráficos:

Na sequência seguinte, da Figura 5.2 à Figura 5.5, podemos ver o dia 30 de Outubro, nos vários casos simulados. Escolheu-se este dia, por ser um dia com grande penetração de renováveis, o que o torna interessante do ponto de vista gráfico de ação da bateria.

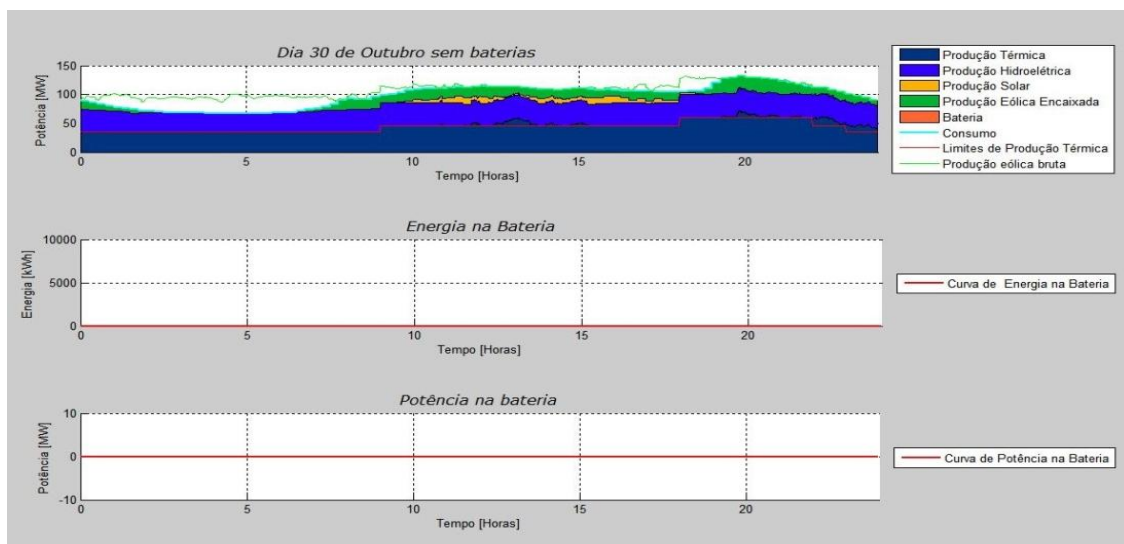


Figura 5.2 – Dia 30 de Outubro_Sem baterias_Cenário atual

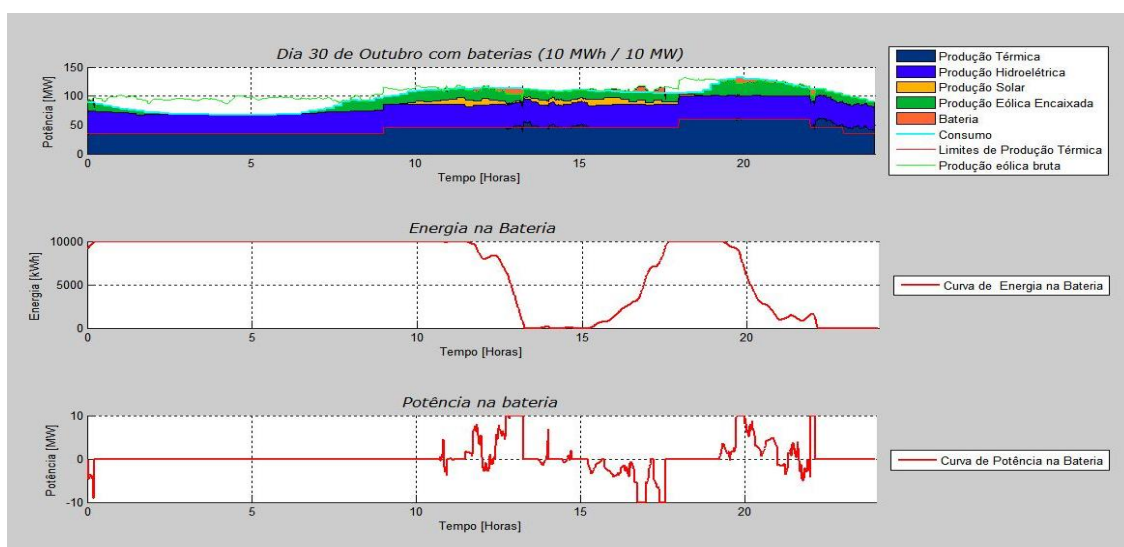


Figura 5.3 – Dia 30 de Outubro_10 MWh e 10 MW_Cenário atual

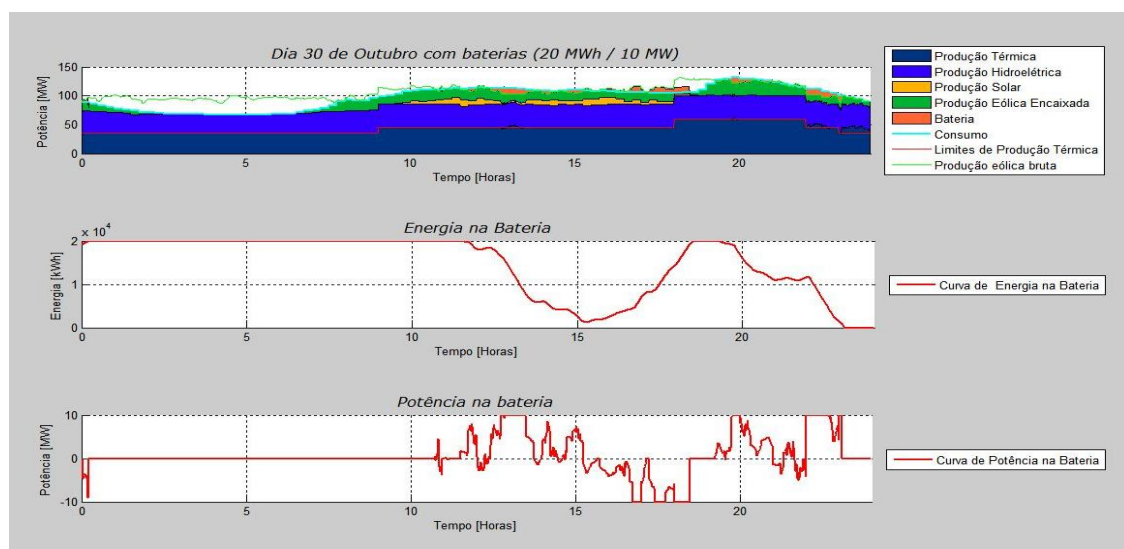


Figura 5.4 – Dia 30 de Outubro_20 MWh e 10 MW_Cenário atual

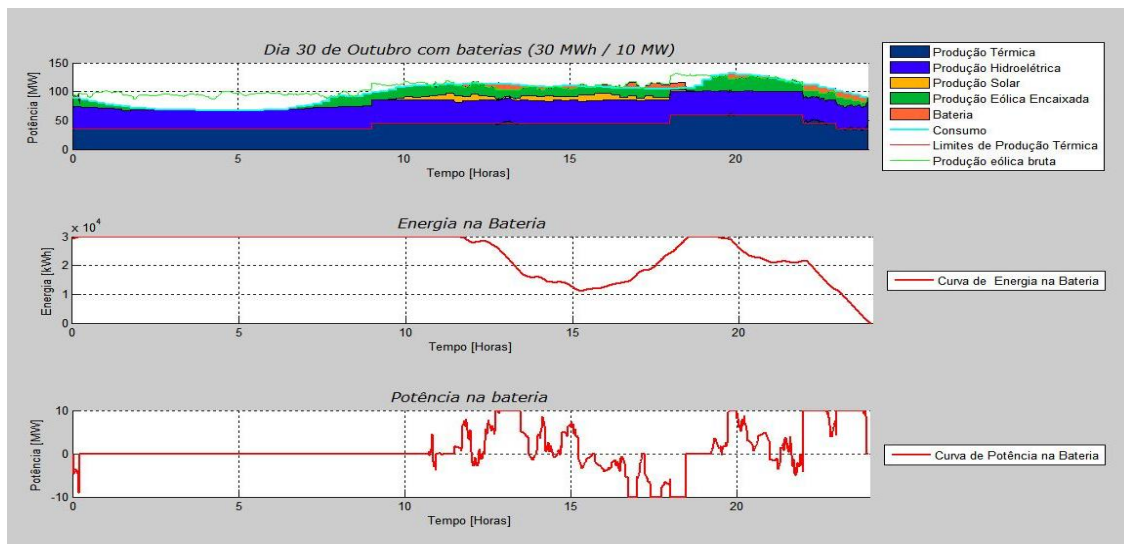


Figura 5.5 – Dia 30 de Outubro_30 MWh e 10 MW_Cenário atual

Como podemos concluir pela sequência de figuras anteriormente exposta, com o aumento da capacidade de armazenamento das baterias, existe maior energia para injetar na rede por volta das 15 horas deste dia, o que leva a uma redução da produção térmica (a azul escuro) e maior estabilidade nessa mesma produção. Também se pode verificar que a partir das 15 horas, existe um excedente de produção de energia eólica, que é armazenado em grande parte pelas baterias (a laranja).

Através dos gráficos de energia e potência na bateria, podemos ver que a carga e descarga não se realizam a uma taxa constante. O intervalo de tempo de ação das baterias fixa-se aproximadamente entre as 12 horas e as 24.

5.2.2. Redespacho

O cenário de redespacho baseia-se na proposição de que uma bateria de potência instantânea de 10 MW, pode desempenhar as mesmas funções a nível da gestão e estabilidade da rede que um grupo de potência equivalente (existentes na central térmica da Vitória) e que conseqüentemente o despacho poderia diminuir a potência térmica mínima em cada instante num valor de 10 MW, sem prejudicar a segurança e estabilidade da rede.

Assim, para o caso de uma bateria de 10 MW, a potência térmica mínima em todos os períodos reduz-se em 10 MW, o que se espera que se reflita numa redução significativa da energia térmica produzida e um conseqüente aumento no encaixe de energia eólica.

Resultados:

Tabela 5.3 – Tabela de resultados do cenário de eólica atual com redespacho

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
	MWh	MW	Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Eólica Atual com Redespacho	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
	10	10	674.68	6.34	74.15	24.41	94.38	88.60	6.05	5.78	6.12%	861.75	21.72%	0.42	0.08	0.42	0.06	0.14
	20	10	674.50	6.52	74.15	24.41	94.38	88.81	6.27	5.57	5.90%	861.75	21.74%	0.65	0.12	0.65	0.09	0.21
	30	10	674.36	6.67	74.15	24.41	94.38	88.97	6.43	5.40	5.72%	861.75	21.76%	0.83	0.14	0.83	0.11	0.24
	20	20	670.89	10.14	74.15	24.41	94.38	92.47	9.93	1.91	2.02%	861.75	22.17%	0.66	0.16	0.66	0.12	0.28

O aumento de encaixe da energia eólica e consequente redução do desperdício neste caso verifica-se que é muito superior ao encaixe de energia realizado apenas com a inclusão de baterias. Também ao nível da potência térmica produzida, como era de esperar pela redução nos limites mínimos, verifica-se uma redução muito superior.

No último caso simulado verifica-se que quase se anula o desperdício de energia eólica, cifrando-se apenas nos 2,02%, diminuindo significativamente a energia térmica produzida.

Na Tabela 5.4 – Tabela comparativa cenário atual vs cenário atual com redespacho (caso da bateria de 10 MWh de capacidade e 10 MW de potência). Tabela 5.4 podemos observar uma tabela comparativa entre os resultados obtidos no cenário atual com e sem redespacho (baterias: 10 MWh e 10 MW).

Tabela 5.4 – Tabela comparativa cenário atual vs cenário atual com redespacho (caso da bateria de 10 MWh de capacidade e 10 MW de potência).

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh				
	Capacidade	Potência	Térmica		Eólica		
	MWh	MW	Produzida	Redução	Encaixada	Aumento	% de Excedente
Cenário Atual	10	10	680.52	0.51	83.14	0.59	11.91%
Ano 2012	Bateria		Energia em GWh				
	Capacidade	Potência	Térmica		Eólica		
	MWh	MW	Produzida	Redução	Encaixada	Aumento	% de Excedente
Cenário Atual com Redespacho	10	10	674.68	6.34	88.60	6.05	6.12%

Esta solução do redespacho aliado à introdução de baterias é uma solução perfeitamente aceitável e viável do ponto de vista técnico, pois assenta em pressupostos sólidos explicados anteriormente, indicando que a inclusão de baterias poderá desempenhar de facto um papel fundamental no aumento da capacidade de encaixe, neste caso da eólica, mas também futuramente com o aumento da percentagem solar.

Gráficos:

Na sequência seguinte, da Figura 5.6 à Figura 5.8, podemos ver o dia 30 de Outubro, nos vários casos simulados, agora com o redespacho. O objetivo desta escolha é comparar com o cenário anterior, o impacto que um redespacho irá ter na ação das baterias, assim como no diagrama de produção do dia.

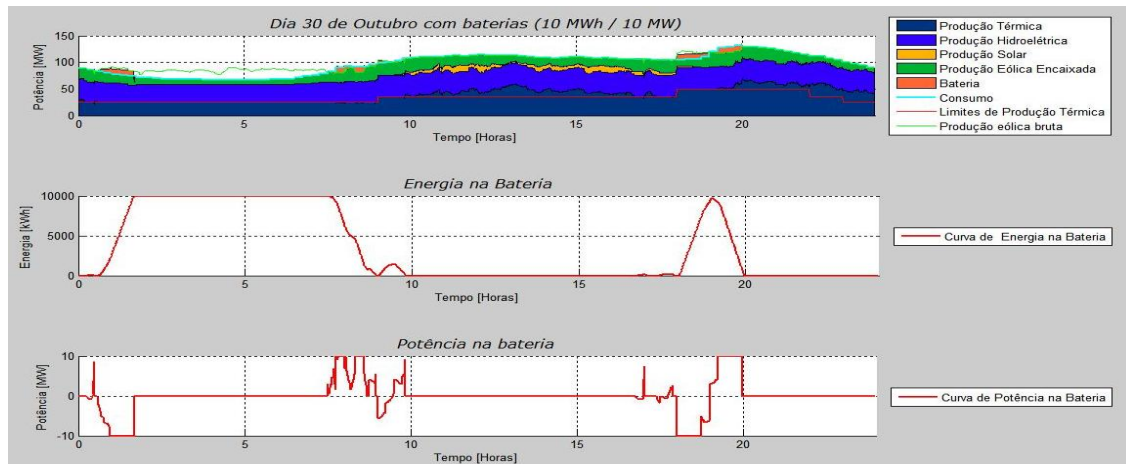


Figura 5.6 – Dia 30 de Outubro_10 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho

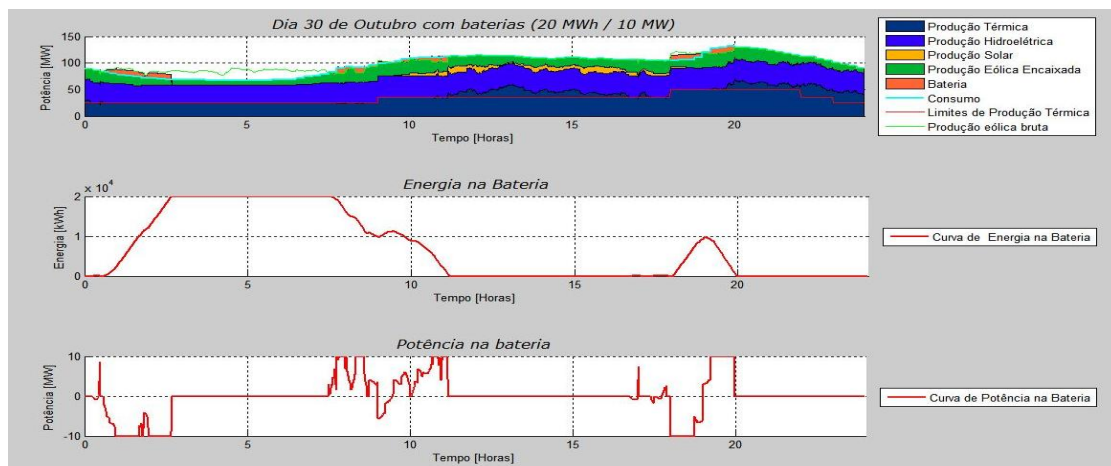


Figura 5.7 – Dia 30 de Outubro_20 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho

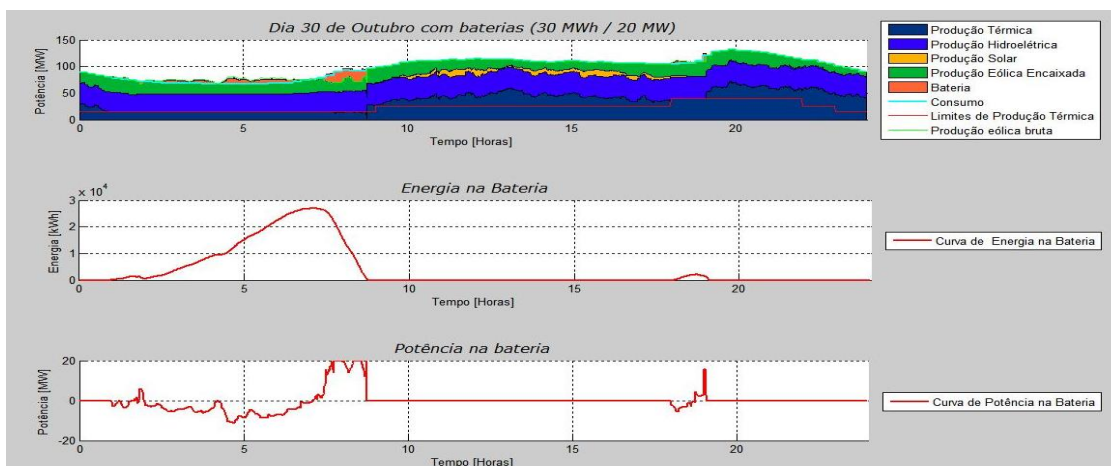


Figura 5.8 – Dia 30 de Outubro_30 MWh e 20 MW_Cenário atual com redespacho

Comparando esta sequência de resultados com a do cenário anterior, verifica-se que o intervalo de atuação das baterias é agora diferente, localizando-se nas horas de vazio e por volta das 17 às 19.

Também verifica-se que a integração de eólica é superior, não se verificando um desperdício tão grande, inclusive, no caso com as baterias de 30 MWh de capacidade e 20 MW de potência, o desperdício verificado é praticamente nulo.

Porém, se formos a analisar a estabilidade na produção térmica, verifica-se que neste caso existem maiores variações, o que poderá eventualmente traduzir-se numa maior variação da frequência na rede. Estas conclusões teriam de ser confirmadas através de um estudo da frequência na rede.

5.2.3. Aumento da potência eólica instalada

Neste cenário, admite-se que a potência eólica instalada aumenta numa determinada proporção, sendo que a produção instantânea, aumenta também proporcionalmente. Por exemplo, no caso de a potência eólica instalada aumentar em 50 %, se num determinado momento existia uma produção eólica de 5 MW com a eólica atual, essa produção passaria para os $5 + 0,5 * 5 = 7,5$ MW.

Resultados:

Tabela 5.5 – Tabela de resultados do cenário de aumento eólica (50%) sem redespacho

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade		Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
	MWh	Potência	Inicial	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Eólica + 50 %	Sem Baterias		648.77	32.25	74.15	24.41	141.56	114.80	-	26.76	18.91%	861.75	24.76%	-	-	-	-	-
	10	5	647.60	33.43	74.15	24.41	141.56	116.10	1.30	25.46	17.98%	861.75	24.91%	1.43	0.19	1.43	0.16	0.34
		10	647.57	33.46	74.15	24.41	141.56	116.24	1.44	25.32	17.89%	861.75	24.93%	1.52	0.28	1.52	0.22	0.50
	20	5	647.10	33.93	74.15	24.41	141.56	116.64	1.84	24.92	17.61%	861.75	24.97%	2.05	0.25	2.05	0.21	0.46
		10	646.97	34.06	74.15	24.41	141.56	116.93	2.13	24.63	17.40%	861.75	25.01%	2.27	0.39	2.27	0.30	0.68
	30	10	646.54	34.48	74.15	24.41	141.56	117.40	2.60	24.16	17.07%	861.75	25.06%	2.80	0.45	2.80	0.35	0.80
		20	646.63	34.40	74.15	24.41	141.56	117.55	2.75	24.01	16.96%	861.75	25.08%	2.83	0.63	2.83	0.48	1.11

Vemos que um cenário com aumento de potência eólica instalada aumenta significativamente a percentagem de energia eólica desperdiçada, como se esperava e como já se explicou no capítulo 2, devido a existirem demasiados constrangimentos na rede elétrica para poder aliviar os critérios de segurança. Porém, existe também um aumento na percentagem de energias renováveis na rede e uma grande redução na energia térmica produzida.

Gráficos:

Da Figura 5.9 à Figura 5.12, podemos ver a sequência dos vários casos simulados para este cenário, relativamente ao dia 8 de Junho.

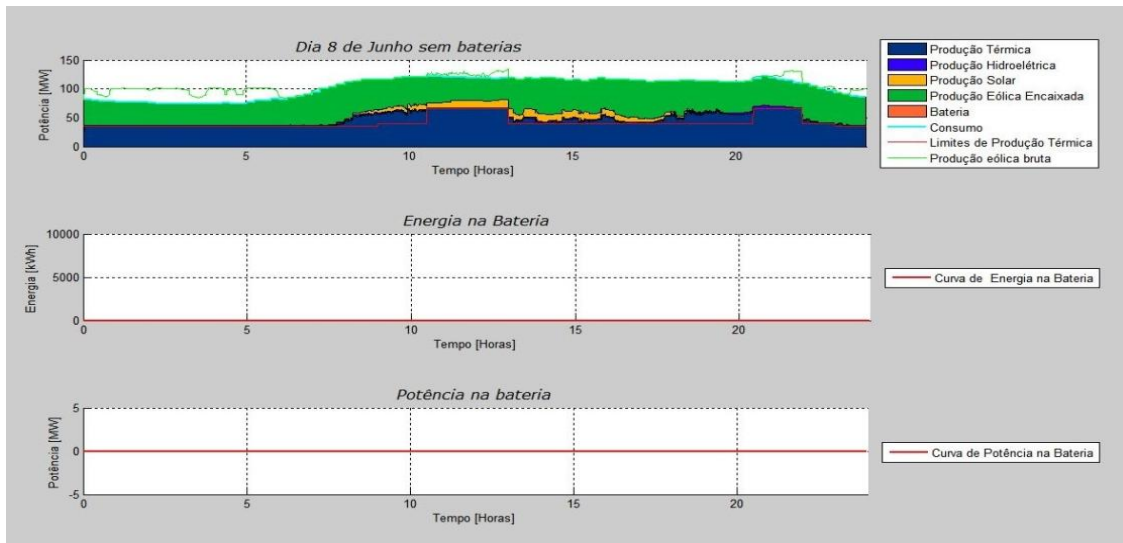


Figura 5.9 – Dia 8 de Junho_Sem baterias_Cenário de eólica + 50%

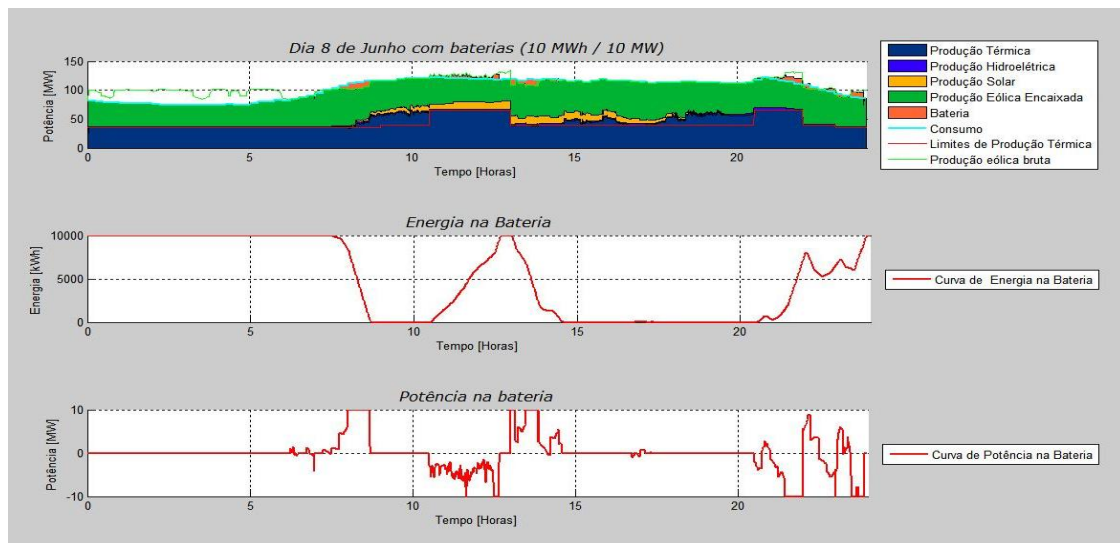


Figura 5.10 – Dia 8 de Junho_10 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%

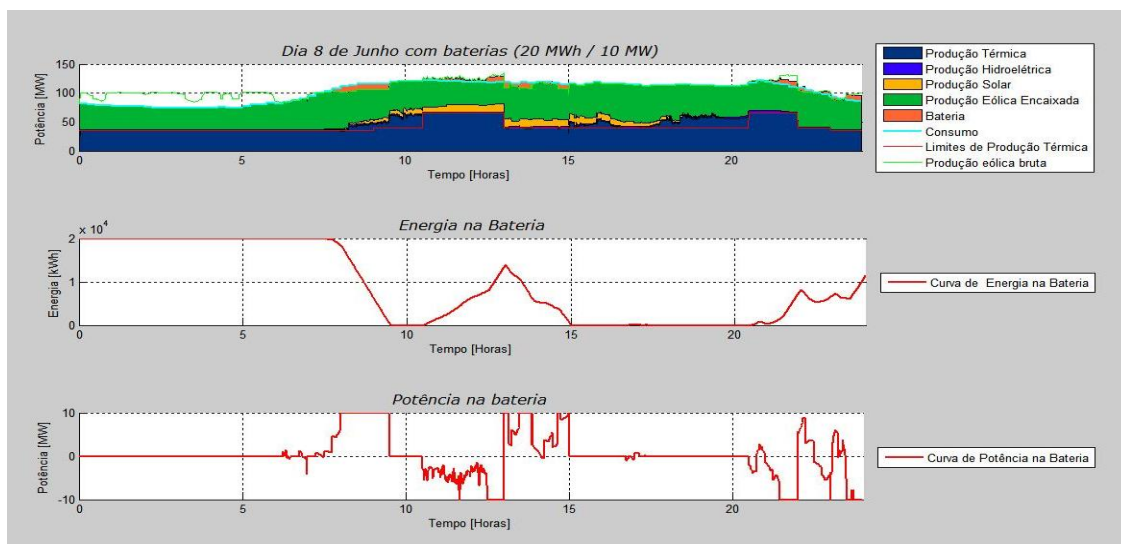


Figura 5.11 – Dia 8 de Junho_20 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%

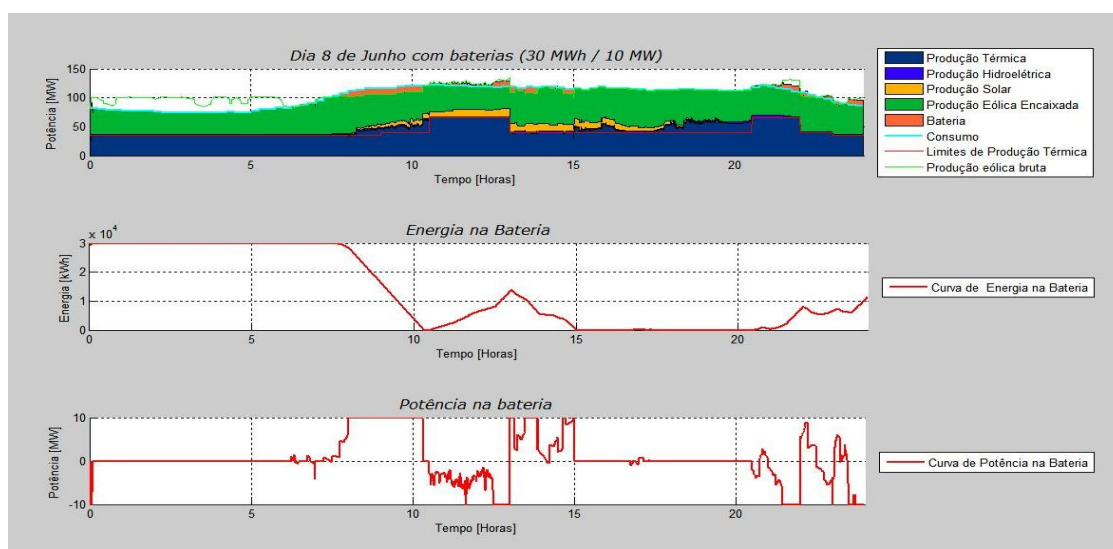


Figura 5.12 – Dia 8 de Junho_30 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50%

Este cenário é especialmente interessante, pois verifica-se uma descarga completa praticamente à potência máxima por volta das 7 horas. Aqui, podemos verificar o bom funcionamento da ferramenta de simulação ao nível do comportamento das baterias. Comparando baterias com a mesma potência nominal mas com diferentes capacidades, verifica-se que quanto maior a capacidade, maior o tempo de carga/descarga, como era de esperar.

5.2.4. Aumento da potência eólica instalada com redespacho

Neste cenário combina-se o cenário descrito no ponto 5.2.2 com o 0, de forma a criar um cenário mais favorável ao encaixe de energia eólica.

Resultados:

Tabela 5.6 – Tabela de resultados do cenário com aumento de eólica (50%) com redespacho

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade MWh	Potência MW	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
			Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Eólica + 50 % com Redespacho	Sem Baterias		648.77	32.25	74.15	24.41	141.56	114.80	-	26.76	18.91%	861.75	24.76%	-	-	-	-	-
	10	10	637.53	43.49	74.15	24.41	141.56	125.80	11.00	15.76	11.13%	861.75	26.04%	0.83	0.15	0.83	0.11	0.26
	20	10	637.16	43.87	74.15	24.41	141.56	126.23	11.43	15.33	10.83%	861.75	26.09%	1.30	0.21	1.30	0.16	0.38
	30	10	636.91	44.12	74.15	24.41	141.56	126.52	11.72	15.05	10.63%	861.75	26.12%	1.61	0.25	1.61	0.19	0.44
		20	630.66	50.37	74.15	24.41	141.56	132.75	17.95	8.82	6.23%	861.75	26.84%	0.94	0.21	0.94	0.16	0.37

A tendência verificada neste cenário é a todos os níveis idêntica à verificada no ponto 5.2.2.

Gráficos:

Fazendo a comparação com o cenário anterior, escolheu-se o mesmo dia, mas agora com a existência de redespacho, de seguida na sequência da Figura 5.13 à Figura 5.15, podemos ver a evolução existente com o redespacho.

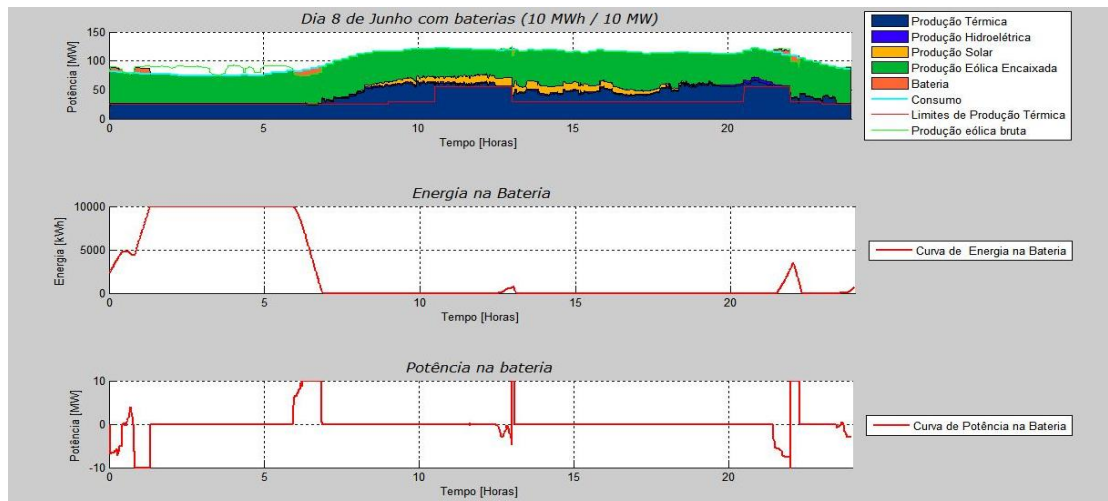


Figura 5.13 – Dia 8 de Junho_10 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho

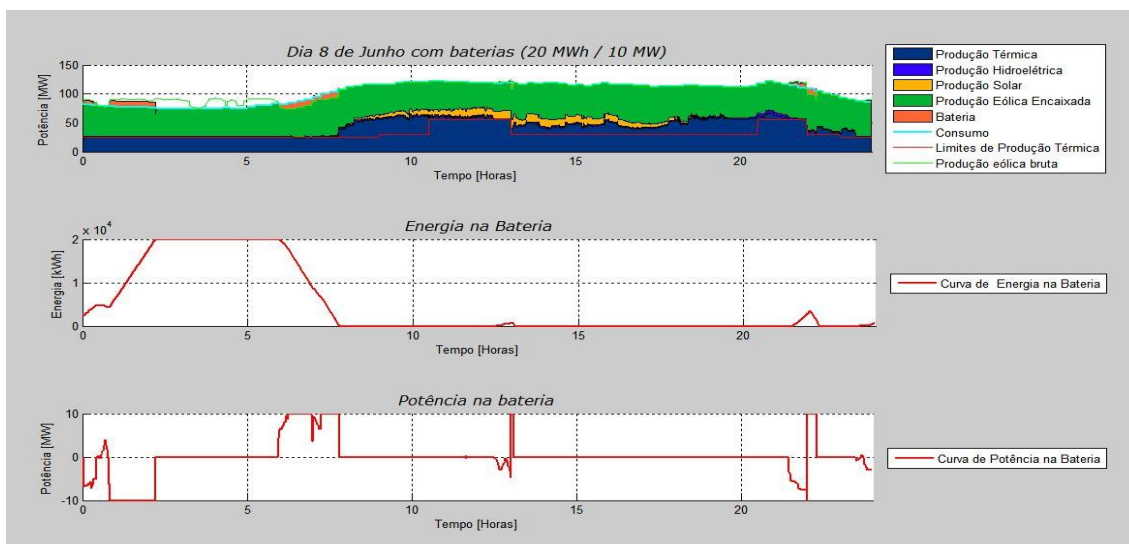


Figura 5.14 – Dia 8 de Junho_20 MWh e 10 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho

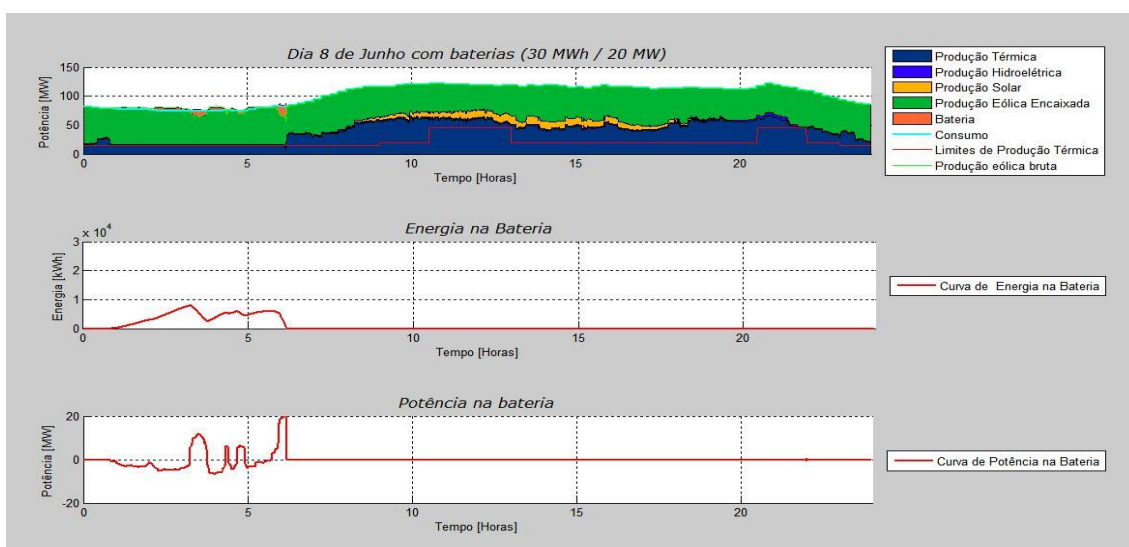


Figura 5.15 – Dia 8 de Junho_30 MWh e 20 MW_Cenário de eólica + 50% com redespacho

Neste caso, comparativamente ao caso sem redespacho, verificamos que a atuação da bateria é de menor impacto e que existe efetivamente um aumento do encaixe de energia eólica, verificando-se inclusive uma anulação do desperdício de energia no caso com baterias de 30 MWh de capacidade e potência de 20 MW.

5.2.5. Aumento da potência consumida com aumento da potência eólica instalada

Este cenário admite que existe um aumento da potência consumida em cada instante, de 5 % e de um aumento de potência eólica instalada de 50 %. O cálculo quer da potência consumida quer da potência eólica é feito da mesma forma que no ponto 5.2.3.

Resultados:

Tabela 5.7 – Tabela de resultados do cenário com aumento da energia consumida e de eólica (50%)

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade MWh	Potência MW	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
			Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Aumento de 5% da energia consumida e 50% da eólica	Sem Baterias		686.54	-	74.15	24.41	141.56	119.83	-	21.74	15.35%	904.84	24.14%	-	-	-	-	-
	10	5	685.63	0.90	74.15	24.41	141.56	120.85	1.02	20.72	14.63%	904.84	24.25%	1.11	0.15	1.11	0.12	0.27
		10	685.61	0.93	74.15	24.41	141.56	120.94	1.12	20.62	14.56%	904.84	24.26%	1.17	0.22	1.17	0.16	0.39
	20	5	685.22	1.31	74.15	24.41	141.56	121.30	1.47	20.26	14.31%	904.84	24.30%	1.61	0.20	1.61	0.16	0.37
		10	685.14	1.40	74.15	24.41	141.56	121.49	1.66	20.08	14.18%	904.84	24.32%	1.75	0.30	1.75	0.22	0.52
	30	10	684.77	1.77	74.15	24.41	141.56	121.90	2.08	19.66	13.89%	904.84	24.36%	2.21	0.36	2.21	0.27	0.63
20		684.85	1.69	74.15	24.41	141.56	122.00	2.17	19.56	13.82%	904.84	24.38%	2.22	0.49	2.22	0.38	0.87	

Podemos notar efetivamente na tabela de resultados que se verifica um aumento, quer na energia consumida, quer na energia eólica bruta. Verificamos também que a tendência de aumento no encaixe da energia eólica é idêntica à dos outros cenários, havendo um maior encaixe de energia eólica com o aumento da capacidade e potência da bateria. Isto traduz-se consequentemente numa redução do excedente de energia eólica, assim como num aumento da percentagem de energia produzida por intermédio das energias renováveis.

Porém, notamos que este aumento sem redespacho, é mais uma vez pouco expressivo pelo que concluímos que de facto a introdução de baterias na rede terá necessariamente de ser acompanhada com um redespacho para se verificar um incremento significativo de energia eólica encaixada.

Gráficos:

Na sequência de figuras abaixo apresentadas, da Figura 5.16 à Figura 5.19, podemos observar os vários casos dentro deste cenário, desde o caso sem bateria ao caso com 30 MWh de baterias.

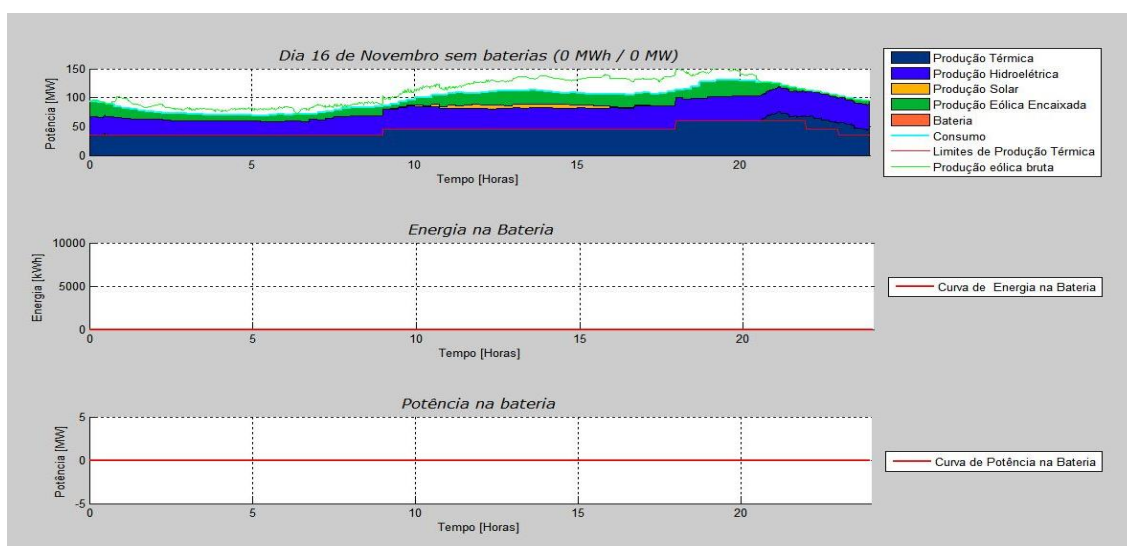


Figura 5.16 – Dia 16 de Novembro_Sem baterias_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho

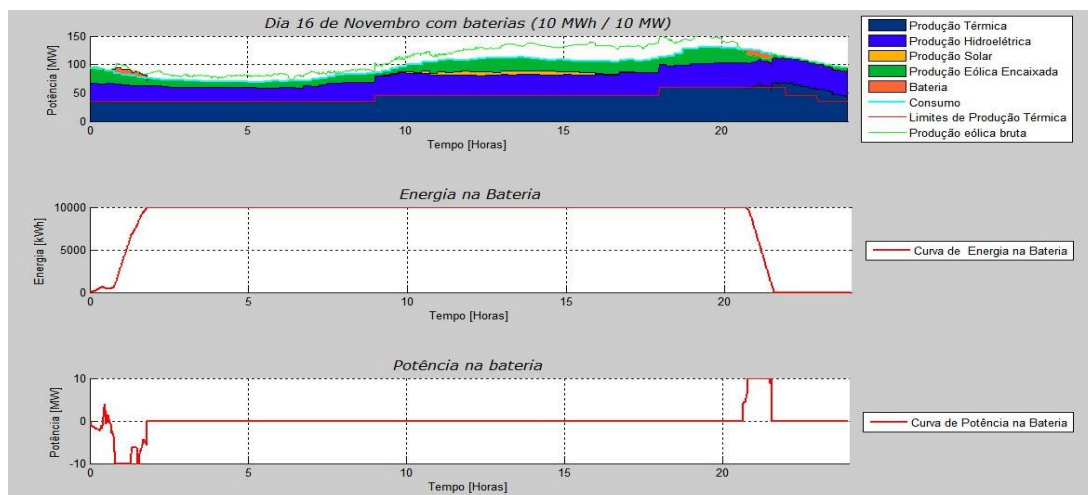


Figura 5.17 – Dia 16 de Novembro_10 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho

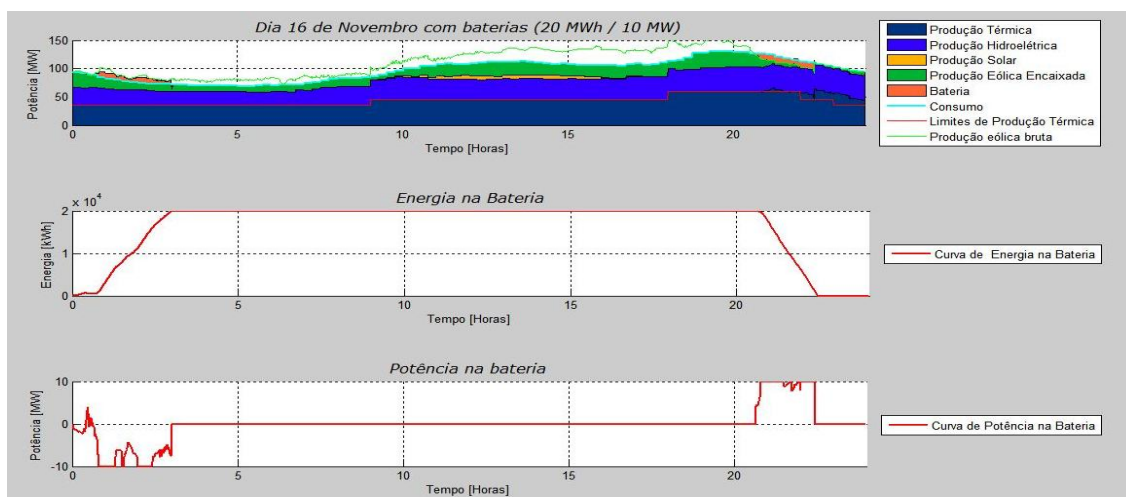


Figura 5.18 – Dia 16 de Novembro_20 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho

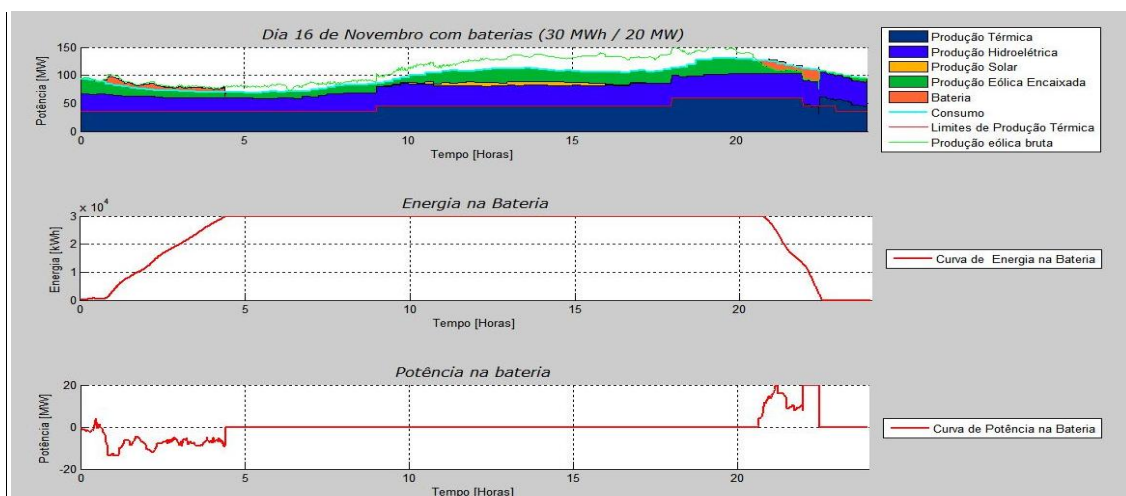


Figura 5.19 – Dia 16 de Novembro_30 MWh e 10 MW_Cenário de potência consumida + 5% e eólica + 50% sem redespacho

5.2.6. Cenário atual com baterias de elevada capacidade

Este cenário consiste na simulação de um ano com baterias de elevada capacidade, com os dados de produção do ano de 2012, de forma a mostrar que mesmo com a introdução de baterias com estas características, sem um redespacho, não existe possibilidade de se conseguir uma integração total da energia eólica produzida.

Resultados:

Tabela 5.8 – Tabela de resultados do cenário atual com baterias de elevada capacidade e potência

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
			Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Cenário atual	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
com baterias de longa duração	120	20	679.36	1.67	74.15	24.41	94.38	84.61	2.06	9.77	10.35%	861.75	21.26%	2.21	0.43	2.21	0.36	0.79
	240	40	678.81	2.22	74.15	24.41	94.38	85.53	2.99	8.84	9.37%	861.75	21.36%	3.08	0.76	3.08	0.61	1.37
	480	80	678.10	2.93	74.15	24.41	94.38	86.51	3.97	7.86	8.33%	861.75	21.48%	4.08	1.02	4.08	0.82	1.84
	600	100	677.76	3.27	74.15	24.41	94.38	86.99	4.45	7.38	7.82%	861.75	21.53%	4.56	1.14	4.56	0.91	2.05

Confirma-se assim o referido na explicação do cenário, através dos resultados apresentados na Tabela 5.8, que nos mostra que mesmo com a introdução de uma bateria de 600 MWh e 100 MW, ainda existe um excedente de energia eólica de 7,82%.

Porém como veremos adiante na análise gráfica, esta solução garante uma maior estabilidade na produção térmica e possivelmente uma maior qualidade de energia, assim como a possibilidade de estas centrais funcionarem mais perto da sua potência nominal.

Gráficos:

Nas seguintes duas figuras, a Figura 5.20 e a Figura 5.21, vemos dois casos deste cenário.

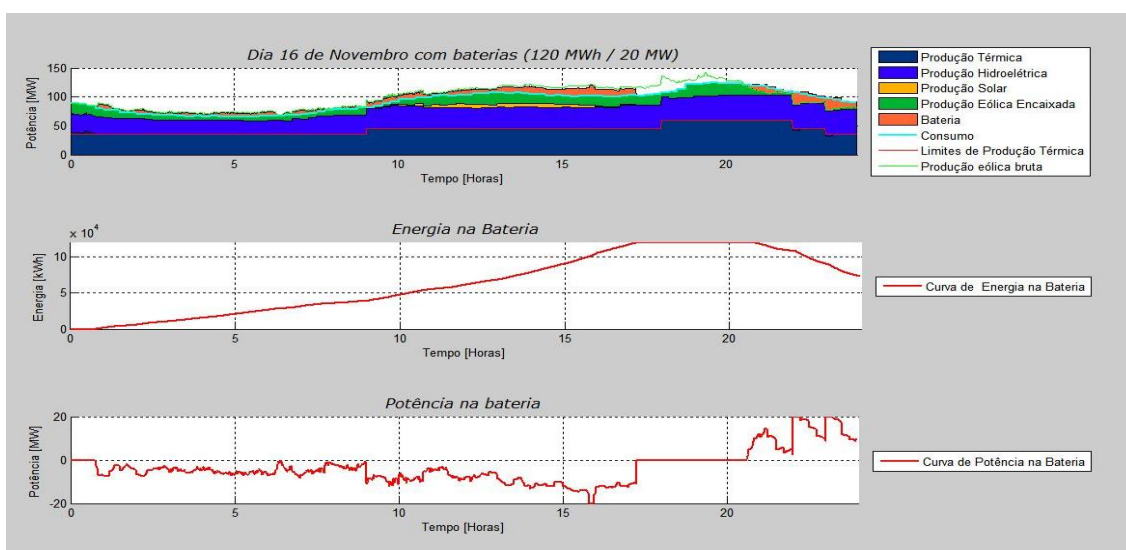


Figura 5.20 – Dia 16 de Novembro_120 MWh e 20 MW_Cenário atual com baterias de elevada capacidade

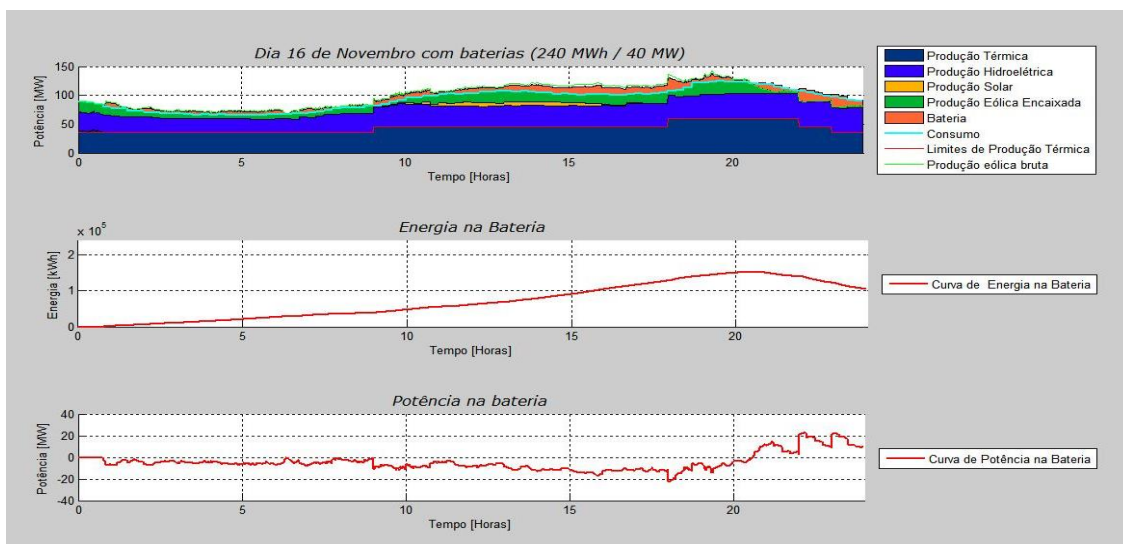


Figura 5.21 – Dia 16 de Novembro_240 MWh e 40 MW_Cenário atual com baterias de elevada capacidade

Ao observar as figuras acima, mais especificamente, na Figura 5.21, podemos ver que neste cenário, a bateria absorve todas as variações de potência existentes ao longo do dia, fazendo com que a curva de produção térmica seja completamente estável e coincidente com o mínimo de despacho.

5.2.7. Cenário atual com redespacho baterias com autonomia de 15 minutos

A criação deste cenário opõe-se ao cenário previamente apresentado com a introdução de baterias de grande capacidade e potência, sendo que neste caso introduzem-se baterias de capacidade relativamente reduzida, mas com tempos de descarga de 15 minutos. Neste caso realiza-se o redespacho, de forma a tornar a integração da energia eólica ainda maior.

Resultados:

Tabela 5.9 – Tabela de resultados do cenário com redespacho e baterias com autonomia de 15 minutos

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
			Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Cenário atual com redespacho e baterias 15 mins	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
	2.5	10	674.87	6.15	74.15	24.41	94.38	88.37	5.82	6.01	6.37%	861.75	21.69%	0.17	0.04	0.17	0.03	0.07
	5	20	671.20	9.82	74.15	24.41	94.38	92.05	9.50	2.33	2.47%	861.75	22.12%	0.23	0.06	0.23	0.05	0.10
	7.5	30	669.38	11.65	74.15	24.41	94.38	93.86	11.31	0.52	0.55%	861.75	22.33%	0.18	0.04	0.18	0.03	0.08

Verifica-se de facto a expectativa que baterias de pequena autonomia, quando aliadas a um redespacho, são de facto uma opção a ter em conta no que respeita a integração das energias renováveis. Consegue-se reduzir o desperdício de energia eólica a valores residuais, como no último caso com uma bateria de 7,5 MWh e de 30 MW em que a percentagem de excedente situou-se nos 0,55%.

Gráficos:

A maior integração de energia eólica sem um conjunto de baterias de grande capacidade é como podemos ver na sequência da Figura 5.22 à Figura 5.24 uma solução que não proporciona uma estabilidade de produção.

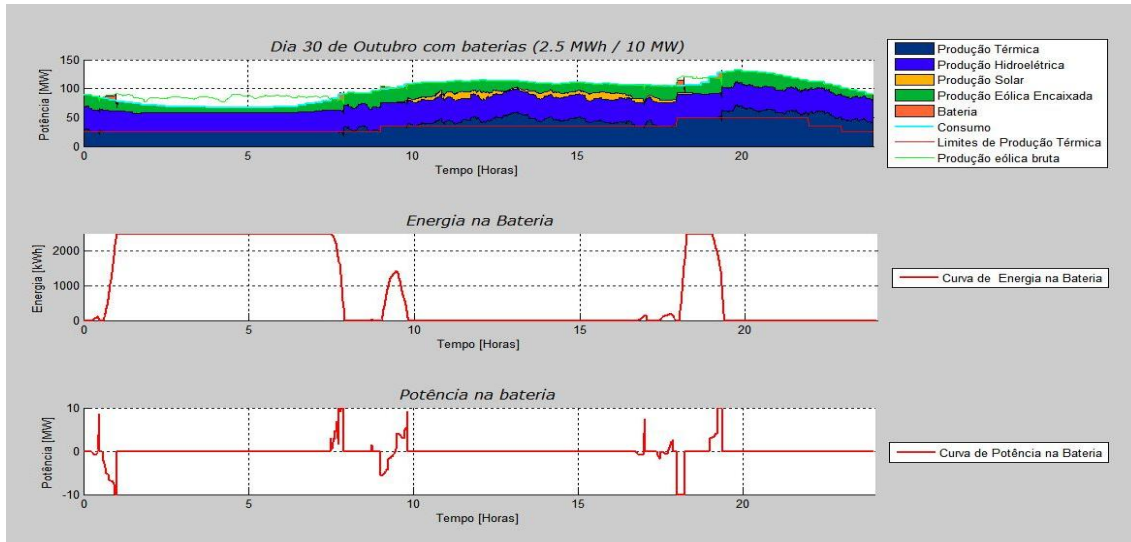


Figura 5.22 – Dia 30 de Novembro_2,5 MWh e 10 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia

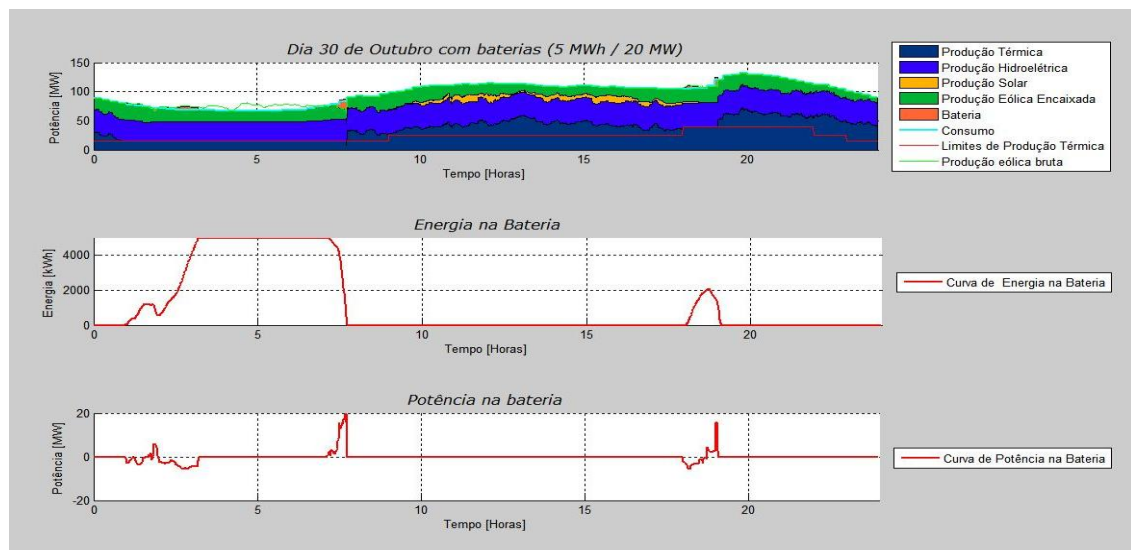


Figura 5.23 – Dia 30 de Novembro_5 MWh e 20 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia

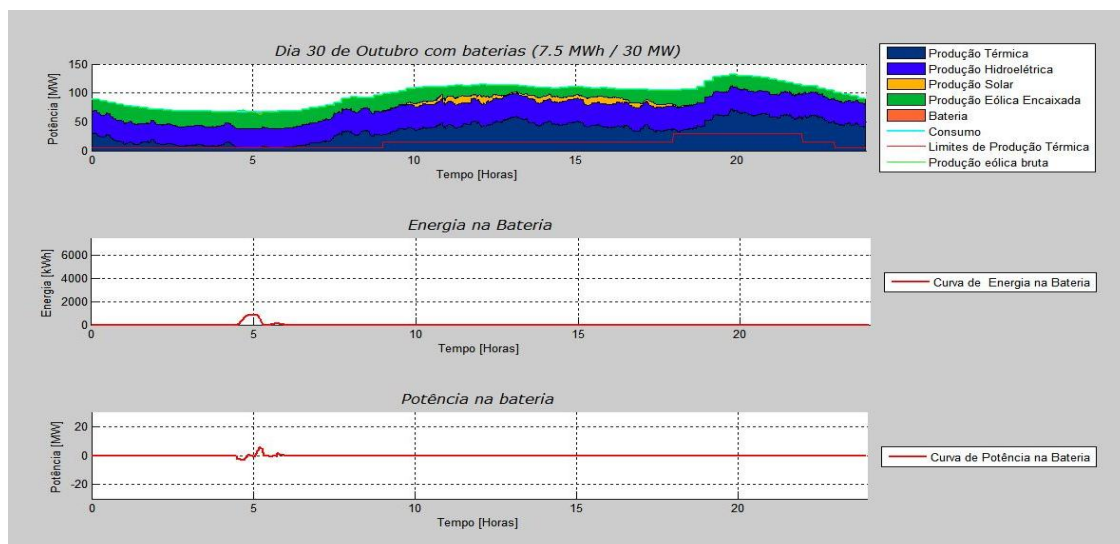


Figura 5.24 – Dia 30 de Novembro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário atual com redespacho e baterias de 15 minutos de autonomia

Como se pode observar pela anterior sequência, verifica-se que com o redespacho, existe um maior nível de penetração, porém, todas as variações ao nível da produção eólica são absorvidas pelas centrais térmicas, o que do ponto de vista da eficiência de utilização das centrais térmicas é pior.

Neste tipo de solução teria de haver um mecanismo de controlo da bateria muito mais complexo, com uma alteração da filosofia de utilização da bateria, de forma a permitir a sua viabilidade técnica.

5.2.8. Cenário 2020

Resolveu-se criar um cenário em que a evolução de todo o sistema estivesse representada, tentando prever quais seriam as energias produzidas num futuro próximo, talvez representando um pouco o que se poderá verificar no ano de 2020. Assim elaboraram-se os seguintes pressupostos:

- Aumento 5 % da potência consumida
- Aumento de 50% da potência eólica instalada
- Aumento de 20% da potência solar instalada
- Aumento de 15% da potência hídrica instalada
- Introdução de baterias de 7,5 MWh e 30 MW
- Redespacho com redução de 30 MW na potência térmica mínima

Resultados:

Tabela 5.10 – Tabela de resultados comparativa entre cenário atual, cenário 2020 sem e com baterias

Ano 2012	Bateria		Energia em GWh															
	Capacidade	Potência	Térmica		Hídrica	Solar	Eólica					Consumida	% de Renováveis	Bateria				
			Produzida	Redução			Bruta	Encaixada	Aumento	Excedente	% de Excedente			Carga	Perdas na Carga	Descarga	Perdas na Descarga	Perdas totais
Cenário atual	Sem Baterias		681.03	-	74.15	24.41	94.38	82.55	-	11.83	12.54%	861.75	21.02%	-	-	-	-	-
2020	Sem Baterias		675.01	6.02	85.27	29.29	141.56	115.92	33.37	25.65	18.12%	904.84	25.47%	-	-	-	-	-
	7.5	30	653.94	27.09	85.27	29.29	141.56	136.42	53.87	5.14	3.63%	904.84	27.74%	0.34	0.08	0.34	0.07	0.15

Como já foi anteriormente exposto, neste cenário optou-se por uma simulação do que poderá ser o *mix* de produção no ano de 2020, de forma a compreender-se se de facto existirão condições de atingir as metas alcançada. Podemos concluir observando a Tabela 5.10, no hipotético cenário 2020 comparativamente com o cenário atual, existirá um forte aumento na componente de energias renováveis, passando dos 21% para os 25,47% caso não existam baterias, caso existam a expectativa será que atinjam os 27,74%.

Caso a rede não esteja dotada de baterias, passaremos de um excedente de energia eólica atual de 12,54% para uma situação muito menos favorável de 18,12%. Porém, caso se opte pela instalação de baterias na rede e se realize o redespacho, este desperdício descerá para um valor de 3,63%, o que seria muito interessante.

Quanto à redução da energia térmica produzida, sem a instalação de baterias apenas seria reduzida em 6,02 GWh ao ano o que comparativamente com o caso de serem baterias na rede, redução de 27,09 GWh, é francamente inferior.

Gráficos:

Na seguinte sequência de figuras, da Figura 5.25 à Figura 5.28, podemos ver vários dias ao longo do ano, nas várias estações do ano.

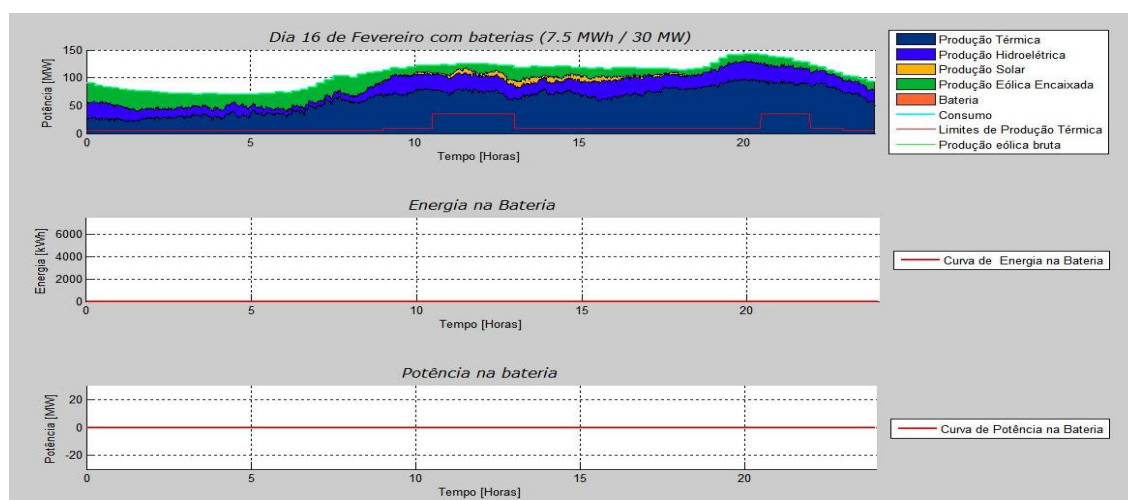


Figura 5.25 – Dia 16 de Fevereiro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020

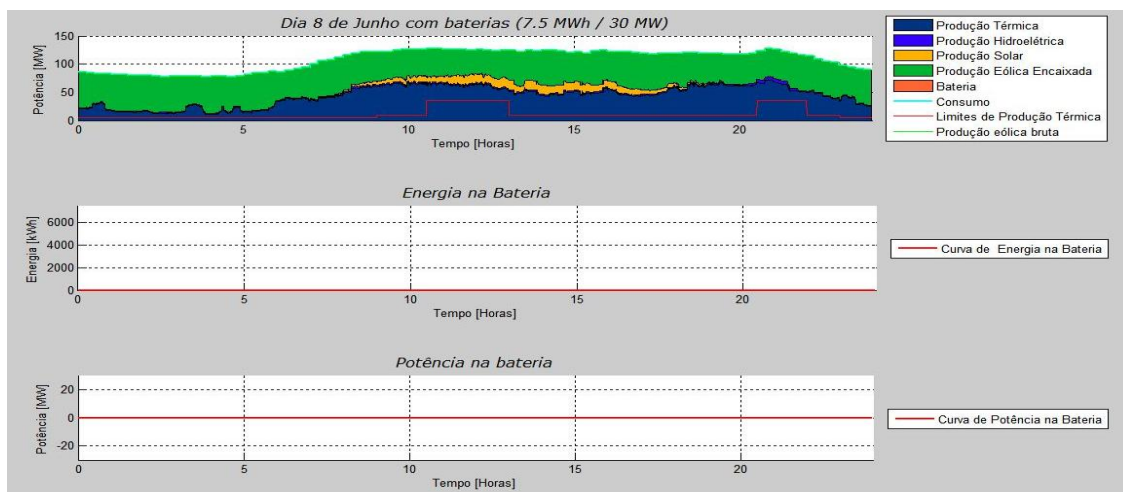


Figura 5.26 – Dia 8 de Junho_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020

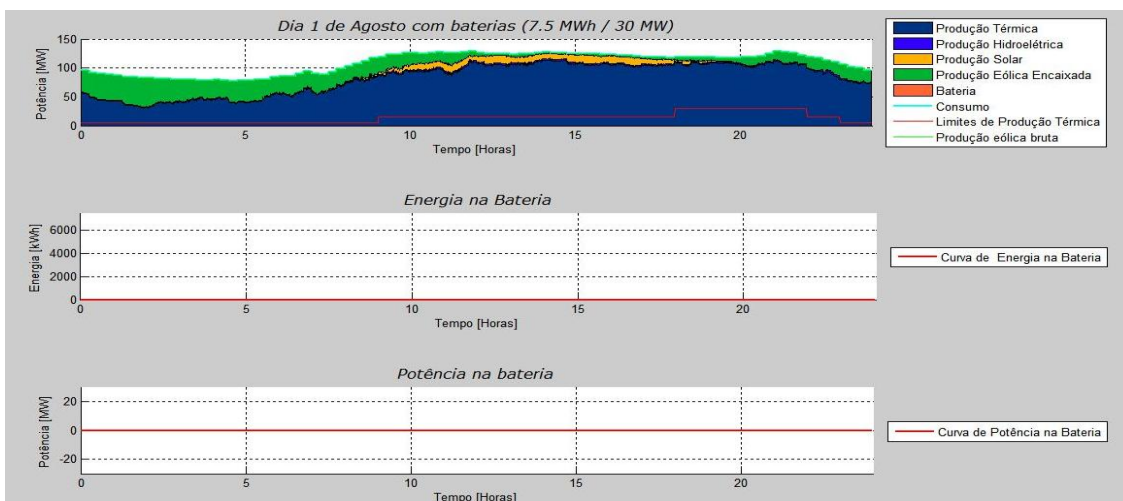


Figura 5.27 – Dia 1 de Agosto_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020

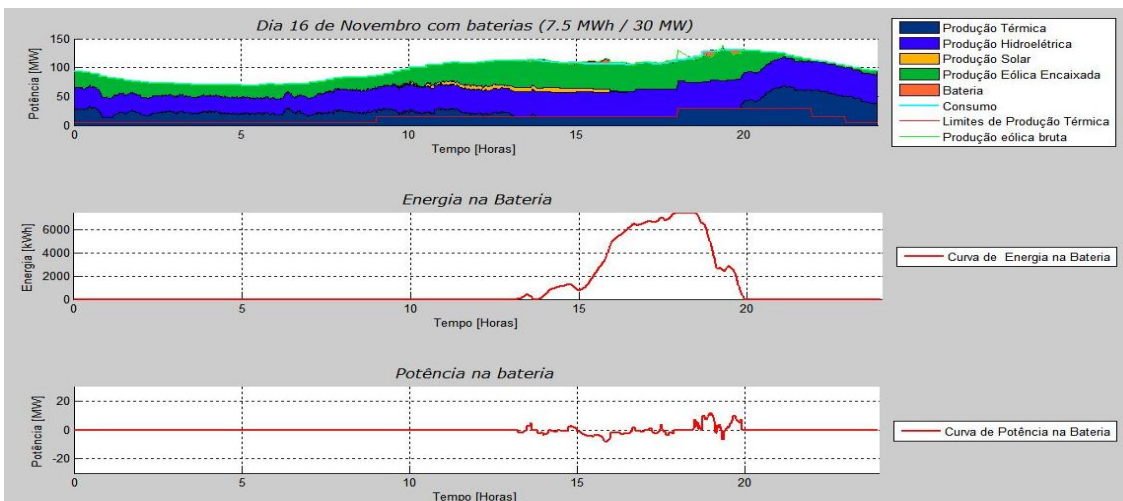


Figura 5.28 – Dia 16 de Novembro_7,5 MWh e 30 MW_Cenário 2020

Podemos assim concluir, que são poucos os momentos em que é necessária a atuação da bateria, porém também se verificam grandes variações na produção térmica, motivadas pela variação principalmente da energia eólica.

5.3. Análise conclusiva

Fazendo um resumo da análise realizada caso a caso, podemos retirar as seguintes conclusões:

A ferramenta de simulação apresenta resultados muito aproximados à realidade, com um nível de erro relativamente pequeno, pelo que os resultados apresentados são fiáveis, tendo já sido apresentados diversas situações para suportar esta afirmação.

Também as tendências nos resultados acima apresentados seguem o que seria teoricamente espectável o que transmite maior solidez e confiança.

O cenário atual com redespacho e baterias com autonomia de 15 minutos é o cenário com melhores resultados a nível de desperdício de energia no caso das baterias de 7,5MWh e 30 MW.

No que toca à integração de energias renováveis apresenta-se o cenário de 2020, devido em grande parte ao aumento das potências instaladas das várias fontes de energia renovável, hídrica, solar e eólica.

Verifica-se que, nos cenários com redespacho vs despacho atual, obtêm-se reduções significativas ao nível da energia térmica, assim como aumentos superiores na energia eólica encaixada. Por outro lado, verifica-se também que a energia transitada na bateria é inferior nos casos de redespacho, indicando assim que a influência da bateria nestes casos será menor ao nível do alisamento da produção, sendo o seu contributo maior ao nível do próprio despacho.

Nos cenários com aumento de eólica, existe um aumento da energia eólica encaixada e uma conseqüente redução na energia térmica produzida, porém existe também um aumento da energia eólica desperdiçada, o que vai de encontro com as expectativas.

Com o aumento da energia consumida, verificar-se-á um aumento na energia eólica encaixada, mas também haverá um aumento da energia produzida pelas centrais térmicas.

Após se ponderarem todos estes casos e todas as conclusões que deles se podem retirar, uma solução que ofereça equilíbrio entre potência e capacidade, revelar-se-á uma solução que apresentará também um maior equilíbrio entre a integração de energias renováveis, assim como na estabilidade de produção das centrais térmicas.

Este tipo de equilíbrio é duplamente benéfico e aumenta a flexibilidade e a variedade de utilizações da bateria, conseqüentemente a rentabilização da bateria deverá ser mais rápida.

6. CONCLUSÃO

6.1. Conclusões

Perante a crescente penetração de energias renováveis, nomeadamente a eólica, junto com as suas especificidades, surgem novos desafios aos sistemas elétricos de energia, alterando radicalmente o seu modo de exploração.

Tal como foi referido ao longo deste trabalho, estes desafios tornam-se ainda mais evidentes em sistemas isolados de pequena dimensão, como o da ilha da Madeira.

Após uma análise detalhada e profunda ao SEPM, verificou-se que, neste momento, não existe grande capacidade de integração de energias renováveis sem comprometer a segurança e estabilidade do sistema, pelo que, terão necessariamente de ser estudados e elaborados projetos que aumentem a capacidade de integração de energias renováveis na rede.

Existem inúmeras estratégias e caminhos a seguir, de forma a garantir este objetivo, porém, a versatilidade das baterias e a sua capacidade de contribuir ativamente em várias áreas da gestão técnica do sistema, tornam-nas numa solução muito atrativa.

Deste modo, o trabalho desenvolvido visou a análise da viabilidade técnica da integração de baterias no SEPM, como forma de aumentar a sua capacidade de encaixe de energia eólica, mas também de redução da produção térmica, o que combinado, irá traduzir-se numa diminuição das emissões de CO₂.

Como forma de confirmar essa viabilidade, criou-se uma ferramenta de simulação que analisa os impactos ao nível da energia produzida ao longo de um ano, assim como ao nível do diagrama agregado de produção diário.

Consequentemente, realizaram-se diversas simulações de modo a explorar muitas das possibilidades existentes, tendo-se concluído que, uma solução com baterias de curta duração mas grande potência nominal seria a mais eficaz na redução do desperdício de energia, pois permitiria um redespacho dos grupos térmicos e consequentemente daria mais folga à integração desta energia.

Porém, esta solução implicaria um algoritmo de controlo da bateria muito mais complexo que o aplicado.

Por outro lado, ao nível da estabilidade da produção, que resultaria no aumento da eficiência do sistema, uma solução com baterias de grande capacidade e tempos de descarga médios (na ordem das horas) seria a indicada.

Como grandes benefícios da integração de baterias no SEPM, destacam-se, entre outros, não tão óbvios, os seguintes:

- Aumento do aproveitamento do potencial eólico;
- Redução do desperdício de energias renováveis;
- Redução da produção de origem térmica e conseqüente redução da dependência dos combustíveis fósseis;
- Redução do impacto ambiental (principalmente ao nível das emissões de CO₂);
- Novas possibilidades na exploração da rede:
 - Desligar grupos da rede e usar bateria como reserva, mantendo condições de segurança;
 - Aumentar a estabilidade da produção renovável.
- Baterias aliadas a um inversor com o potencial de trabalhar nos 4 quadrantes, pode contribuir ativamente para aumentar a estabilidade dinâmica da rede, quer a nível de frequência, quer a nível de tensão.

6.2. Trabalhos futuros

Tendo sido provada a viabilidade técnica da estratégia de introdução de baterias no SEPM, seria pertinente uma análise económica, que teria necessariamente de abordar e integrar todos os benefícios introduzidos nos vários níveis da rede, assim como, uma análise pormenorizada dos custos da sua implementação.

Algumas das considerações a serem tomadas neste tipo de análise teriam necessariamente de passar por:

- Quantificar a redução de emissões de CO₂ e outros impactos ambientais decorrentes da atual exploração do sistema;
- Quantificar a redução nos custos de operação das máquinas térmicas analisando o consumo de combustíveis fósseis, o impacto ao nível da manutenção necessária e os tempos de funcionamento dos grupos eletrogéneos das centrais térmicas;
- Localização ótima na rede para instalar as baterias, de forma a, posteriormente, quantificar o impacto nas perdas totais;
- Entre outros.

Como já foi referido anteriormente, esta solução poderá trazer benefícios ao nível da estabilidade dinâmica da rede, nomeadamente nas variações de frequência e tensão nos vários pontos da rede, pelo que, o estudo concreto desta hipótese é, sem dúvida, um dos trabalhos que poderá ser desenvolvido no seguimento deste.

Com a introdução de baterias na rede, terá de existir um algoritmo de controlo de forma a otimizar o funcionamento das baterias na rede. Este tipo de trabalho, à semelhança dos anteriores terá necessariamente de abranger todo o SEPM, existindo muitas variáveis que o tornam complexo.

BIBLIOGRAFIA

ABELHO, S. G. (2011). *Armazenamento de Energia Elétrica: Cenários para o Sistema Elétrico Português*. Dissertação de Mestrado, FCTUNL.

AREAM. (Novembro de 2010). *Caracterização da Rede Elétrica da Região Autónoma da Madeira*. Obtido em 10 de Novembro de 2013, de Projecto Tres: <http://www.proyectotres.org/>

AREAM. (2013). *Chão da Ribeira Hydroelectric System - Madeira*. Obtido em 30 de Outubro de 2013, de Isle Pact: <http://www.islepact.eu>

AREAM, DRCIE e EEM. (2012). *Plano de Ação para a Energia Sustentável da Ilha da Madeira*. Obtido em 15 de Maio de 2013, de DRCIE: <http://drcie.gov-madeira.pt/>

BINDNER, H., EKMAN, C., GEHRKE, O., & ISLEIFSSON, F. (Outubro de 2010). *Characterization of Vanadium Flow Battery*. Obtido em 29 de Outubro de 2013, de Technical University of Denmark: <http://orbit.dtu.dk/en/>

CA - EEM. (2012). *Relatório de Contas - 2011*. Obtido em 20 de Março de 2013, de EEM: <http://www.eem.pt>

CHEN, H., CONG, T. N., YANG, W., TAN, C., LI, Y., & DING, Y. (Julho de 2008). *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. Obtido em 26 de Outubro de 2013, de Science Direct: <http://www.sciencedirect.com/>

Comissão Europeia. (12 de Novembro de 2012). *Carta dos direitos fundamentais da União Europeia*. Obtido em 13 de Outubro de 2013, de Conselho da União Europeia: <http://register.consilium.europa.eu/>

Comissão Europeia. (2007). *Cohesion Policy 2007 - 2013: Energy*. Obtido em 30 de Outubro de 2013, de Comissão Europeia: <http://ec.europa.eu>

DEP - EEM. (Março de 2013). *Caracterização do SEPM - 2012*. Obtido em Março de 2013, de EEM: <http://www.eem.pt>

EEM. (2009, 10, 11 e 12). *Evolução anual do mix de produção e das emissões de CO2*. Obtido em 11 de 05 de 2013, de EEM: www.eem.pt

EEM. (2010). *Madeira Reversible-Hydro System*. Obtido em 1 de Julho de 2013, de Stories Project: <http://www.storiesproject.eu>

Endesa. (2012). *Generación*. Obtido em 4 de 11 de 2013, de Endesa Educa: <http://www.endesaeduca.com/>

ENFOR. (9 de Novembro de 2013). *Wind Power Prediction Tool (WPPT)*. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de ENFOR: <http://www.enfor.dk/>

EPRI. (Dezembro de 2010). *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*. Obtido em 2 de Novembro de 2013, de Electric Power Research Institute: <http://www.epri.com/>

ESA. (2013). *Case Studies*. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de Electricity Storage Association: <http://www.electricitystorage.org/>

FIGUEIRA, A. (Outubro de 2011). *Calheta Hydroelectric System: Calheta III - New Reversible System*. Obtido em 5 de Abril de 2013, de Comissão Europeia: <http://ec.europa.eu>

FIGUEIRA, A. (28 de Março de 2011). *Maximização do aproveitamento de fontes renováveis endógenas nas redes elétricas da Madeira e Porto Santo: Constrangimentos, motivações e soluções*. Obtido em 15 de Março de 2013, de Projecto Tres: <http://www.proyectotres.org>

Glidemeister. (2013). Cell Cube. *Catálogo* .

How stuff works. (2006). *How Lithium-ion Batteries Work*. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de How stuff works: <http://electronics.howstuffworks.com/>

IEC. (Setembro de 2010). *Coping with the Energy Challenge*. Obtido em 5 de Outubro de 2013, de IEC: <http://www.iec.ch>

IEC. (Dezembro de 2011). *Electrical Energy Storage*. Obtido em 5 de Outubro de 2013, de IEC: <http://www.iec.ch>

IEC. (Outubro de 2012). *Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage*. Obtido em 5 de Outubro de 2013, de IEC: <http://www.iec.ch>

LANGE, M., & FOCKEN, U. (2006). *State-of-the-Art in Wind Power Prediction in Germany*. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de Energy and Meteo Systems: <http://www.energymeteo.com>

Lead Acid Battery. (s.d.). Obtido de <http://www.gravitaexim.com/images/Lead-acid-battery.jpg>

NGK INSULATORS, LTD. (06 de Novembro de 2013). *Catálogo. NAS Sodium Sulfur Battery* .

NOGUEIRA, T. A. (2009). *Introdução ao estudo dos sistemas elétricos de energia*. Porto: ISEP - DEE.

NOGUEIRA, T. A. (2009). *Produção de Energia Elétrica*. Porto: ISEP - DEE.

PARFOMAK, P. W. (Março de 2012). *Energy Storage for Power Grids and Electric Transportation: A Technology Assessment*. Congressional Research Service.

QUITTMANN, E. (Dezembro de 2012). *Ancillary Services from Wind Turbines and Related Grid Codes*. Obtido em 31 de Outubro de 2013, de 5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources: <http://www.conference-on-integration-2012.com/>

REN. (Março de 2013). *Caracterização da RNT*. Obtido em 6 de Novembro de 2013, de REN: <http://www.ren.pt/>

ROBERTS, B. (2009). *Capturing Grid Energy*. IEEE power & energy magazine.

SILVA, B. F. (2008). *Estudo de Soluções Alternativas de Armazenamento de Energia para Diferentes Horizontes Temporais*. Dissertação de Mestrado, FEUP.

TIELENS, P., DE RIJCKE, S., SRIVASTAVA, K., REZA, M., MARINOPOULOS, A., & DRIESEN, J. (2012). *Frequency Support by wind Power Plants in Isolated Grids with Varying Generation Mix*. IEE.

TON, D., PEEK, G., HANLEY, C., & BOYES, J. (Maio de 2008). *Solar Energy Grid Integration Systems - Energy Storage (SEGIS-ES)*. Obtido em 29 de Outubro de 2013, de US Department of Energy: www1.eere.energy.gov

U.S. Department of Energy. (Fevereiro de 2006). *Benefits of Demand Response in Electricity*. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de U.S. Department of Energy: <http://eetd.lbl.gov>

UNESA. (2013). *Funcionamiento de las centrales electricas*. Obtido em 2 de Setembro de 2013, de UNESA: <http://www.unesa.es>

YANG, C. (2013). *Pumped Hydroelectric Storage*. Obtido em 09 de Novembro de 2013, de people.duke.edu: <http://people.duke.edu/~cy42/PHS.pdf>

ANEXOS

ANEXO I – Despacho de grupos típico em 2013

Neste anexo, podemos observar a situação típica de despacho, com muita eólica no sistema, os dados aqui expostos foram cordialmente cedidos pelo DEP - EEM. Temos a informação sobre a central, grupos, nó de ligação à rede, se contribuem com reserva girante, quais a potência do grupo e por fim e está ligado ou não em cada uma das estações e respetivos períodos diários.

Despacho dos grupos típicos em 2013 (com muita eólica)											
Central	Grupos	Nó de ligação	Reserva girante?	Potência do grupo (MW)	Verão/Outono			Inverno/Primavera			Observações
					Vazio	Cheias	Ponta	Situação Típica			
					Vazio	Cheias	Ponta	Vazio	Cheias	Ponta	
Parques Fotovoltaicos			Não	15							
Parques Eólicos			Sim	30							
Ribeira da Janela	G1	G1RDJ	Sim	1.5	1.0						
	G2	G2RDJ	Sim	1.5	1.0						
Serra d'Água	G1	G1SDA	Sim	2.4	1.0						
	G2	G2SDA	Sim	2.4	1.0						
Calheta	G4	G4CAV	Sim	2.4	1.0						
	G1	G1CAV	Sim	1.2	1.0						Desact 2013
	G2	G2CAV	Sim	0.5	1.0						Desact 2013
Calheta de Inverno	G1	G1CAV	Sim	0.5	1.0						
	G1	G1FDN	Sim	1.2	1.0						
	G2	G2FDN	Sim	1.2	1.0						
Socorridos (a)	G1	GRCTI	Sim	7.3	1.0						
	G1	GRSCR	Sim	8	1.0						
	G2	GRSCR	Sim	8	1.0						
Terça	G1	GRSCR	Sim	8	1.0						
	B1	GRSCR		3.7	1.0						
	B2	GRSCR		3.7	1.0						
Fajã de Padres	G1	GRSCR		3.7	1.0						
	B3	GRSCR		3.7	1.0						
	G1	GRTER	Não	0.72	1.0						
Lombo do Brasil	G1	GRDFP	Não	1.7	1.0						Despresável
	G1	GRLBR	Não	0.15	1.0						Despresável
	G1	SQT6.6	Não	1.7	1.0						Despresável
Térmica do Caniçal	G1	GRCTC	Sim	10.1	1.0						
	G2	GRCTC	Sim	10.1	1.0						
	G3	GRCTC	Sim	10.1	1.0						
Central Térmica da Vitória*	G1	G1CTV	Sim	6.0	1.0						
	G2	G2CTV	Sim	6.0	1.0						
	G3	G3CTV	Sim	5.0	1.0						
	G4	G4CTV	Sim	6.9	1.0						
	G5	G5CTV	Sim	6.9	1.0						
	G6	G6CTV	Sim	6.9	1.0						
	G7	G7CTV	Sim	9.4	1.0						
	G8	G8CTV	Sim	9.4	1.0						
	G9	G9CTV	Sim	9.4	1.0						
	G10	G10CTV	Sim	9.4	1.0						
	G11	G11CTV	Sim	10.1	1.0						
	G12	G12CTV	Sim	10.1	1.0						
	G13	G13CTV	Sim	10.1	1.0						
	G14	G14CTV	Sim	10.1	1.0						
	G15	G15CTV	Sim	10.1	1.0						
	G16	G16CTV (b)	Sim	13.0	1.0						
	G17	G17CTV	Sim	16.5	1.0						
	G18	G18CTV	Sim	16.5	1.0						
	G19	G19CTV	Sim	16.5	1.0						
Meia Serra (Térmica)	G20	G20CTV	Sim	4	1.0						
	G1	MSR3	Não	6.5	1.0						

	0	14	14	0	14	0
Produção total Solar (MW)	45	45	45	45	45	45
Produção total Eólica simultânea(MW)	1	4	9	8	12	19
Produção Hídrica (MW)	0	8	8	8	8	16
Socorridos	0	0	0	0	7	7
Calheta 2	3	7	9	6	9	15
Restantes hídricas	2.90	14.80	17.20	14.10	23.80	38.10
Potência total Hídrica ligada (MW) (c)	55.68	65.78	85.98	45.58	55.68	92.38
Potência total Térmica ligada (MW)	34	57	62	22	39	81
Produção Térmica (MW)	104	140	162	105	138	175
Potência máxima disponível (MW)	7.4	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0
Valores de carga sem bombagem (MW)	72	120	130	72	110	145
Valores de carga com bombagem (Cenário) (MW)	79	120	130	76	110	145
Reserva girante estimada (MW) (d)	24	20	32	29	28	30

Notas

- a) - Considera-se a central de bombagem dos socorridos em funcionamento
- b) - Turbina (G16) é apenas utilizada em situações de indisponibilidade dos outros grupos
- c) - Potência das grupos hídricos ligados, não considerando a contribuição das mini-hídricas
- d) - Reserva Girante = +/- 1,5xPotência do Maior Grupo
- Reserva Girante, considerando as centrais térmicas e as centrais hídricas, com excepção das mini-hídricas
- *A produção térmica dos grupos ligados é definida de uma forma proporcional a potência instalada

ANEXO II – Critérios de despacho

Neste anexo, podemos observar os critérios de despacho, nomeadamente o número mínimo de grupos ligados à rede, as potências mínimas por grupo, os tempos mínimos de funcionamento e arranque. Também podemos observar as taxas de tomada de potência dos grupos. Todos os dados apresentados foram cordialmente cedidos pelo DEP - EEM.

Características gerais de despacho dos Grupos do sistema electroprodutor da ilha da Madeira

Térmicas

Mínimo de Grupos na Rede:

CTV	3	Grupos
AIE	1	Grupos
MSR	1	Grupos

Potência mínima por grupo	50%	da Pot. Nominal
Tempo de funcionamento mínimo	1	Hora
Tempo de arranque mínimo	10	Minutos
Potência mínima da MSR	5	MW
Potência mínima global	40	MW

Taxa de tomada de potência*

Grupos de < 8 MW	+/- 0,25	MW/s
Grupos de 8 a 12 MW	+/- 0,35	MW/s
Grupos de > 12 MW	+/- 0,50	MW/s

* Para efeitos de dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia e control de renováveis

Em termos perturbação elevada da frequência os grupos poderão tomar taxas superiores

Hídricas

Mínimo de Grupos na Rede:

Socorridos	25%	da Pot. Nominal
Calheta II	25%	da Pot. Nominal
Restantes	50%	da Pot. Nominal
Tempo de funcionamento mínimo	1	Hora
Tempo de arranque mínimo	1	minutos

Taxa de tomada de potência (Pot. Mínima para Pot. Máximo)

Socorridos	50	Segundos
Calheta II	45	Segundos
Restantes	30	Segundos

ANEXO III – Fluxograma de funcionamento da ferramenta de simulação

Neste anexo podemos observar o fluxograma que explica graficamente o funcionamento da ferramenta de simulação.