



# Análise da Compensação Síncrona na Rede Elétrica

**MARCELO FILIPE CUNHA NEVES**

novembro de 2017



Instituto Superior de  
**Engenharia** do Porto

Marcelo Filipe Cunha Neves

# **ANÁLISE DA COMPENSAÇÃO SÍNCRONA NA REDE ELÉTRICA**

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2017**

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

Candidato: Marcelo Filipe Cunha Neves, N° 1100527, 1100527@isep.ipp.pt

Orientação científica: José Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Empresa: EDP

Supervisão: José Carlos Vieira Sousa, jose.sousa@edp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2017**

## *Agradecimentos*

Quero agradecer ao meu orientador, Professor Doutor José Beleza Carvalho, pela disponibilidade na orientação deste trabalho.

À EDP-Produção pela oportunidade que me concedeu para a realização da dissertação, e ao Engenheiro José Carlos Sousa pelo apoio que me deu ao longo desta etapa.

Aos meus pais, pelo incentivo e força que me deram ao longo deste percurso.

E por fim aos meus amigos que estiveram ao longo destes anos a apoiar-me e a partilhar momentos fantásticos.



## ***Resumo***

Ao longo dos últimos anos o setor da energia elétrica tem evoluído e sofrido alterações, é por isso fundamental o contínuo empenhamento pela obtenção de um sistema elétrico fiável e eficiente. Algumas características da produção de eletricidade dependem não só da fonte de energia primária usada, mas também das redes de energia elétrica e dos equipamentos utilizados.

Recentemente tem-se notado um desenvolvimento no setor energético, não só a nível da rede elétrica, mas também com a evolução dos mercados liberalizados. Com esta introdução surgiram novos desafios para as empresas do setor energético, e os consumidores passaram a ser beneficiados com preços mais diversificados e com a concorrência.

No que diz respeito à regulação do sistema elétrico, foram publicados diversos regulamentos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de forma a regular os valores para cada nível de tensão.

### ***Palavras-Chave***

Energia Reativa, PRE, ERSE, MIBEL, Compensação Síncrona



## ***Abstract***

Over the last few years, the electric energy sector has evolved and has undergone changes. Therefore, it is of the most importance the continuous commitment to obtain a reliable and efficient electric system. Some characteristics of electricity generation depend not only on the primary resource used but also on the electricity grids and equipment used.

Recently there has been a development in the energy sector, not only in the electricity grid, but also with the evolution of liberalized markets. With this, there are new challenges for companies in the energy sector, and consumers started to benefit from more diversified prices and competition.

Regarding the regulation of the electrical system, several regulations were published by the Entity Regulator Energy Services in order to regulate the values for each voltage level.

### ***Keywords***

Reactive Energy, PRE, ERSE, MIBEL, Synchronous Compensation



# Índice

<i>Agradecimentos</i> .....	iii
<i>Resumo</i> .....	v
<i>Abstract</i> .....	vii
<i>Índice</i> .....	ix
<i>Índice de Figuras</i> .....	xv
<i>Índice de Tabelas</i> .....	xvii
<i>Acrónimos</i> .....	xix
CAPÍTULO 1 .....	1
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 ENQUADRAMENTO.....	1
1.2 ESTRUTURA E OBJETIVOS .....	1
CAPÍTULO 2 .....	3
2. LEGISLAÇÃO DA ENERGIA REATIVA .....	3
2.1 ENERGIA REATIVA .....	3
2.2 NOVO REGULAMENTO .....	6
2.3 FATURAÇÃO DE ENERGIA REATIVA .....	6
2.4 PERÍODO DE INTEGRAÇÃO.....	6
2.5 LEGISLAÇÃO EM VIGOR .....	7
2.5.1 CONDIÇÕES TÉCNICAS DE LIGAÇÃO .....	7
2.5.2 ENERGIA REATIVA NAS LIGAÇÕES EM REGIME ESPECIAL .....	8
2.6 CONCLUSÃO.....	9
CAPÍTULO 3 .....	11
3. SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS .....	11
3.1 INTRODUÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS.....	11
3.2 PRODUÇÃO .....	12
3.3 TRANSMISSÃO.....	13

3.4 DISTRIBUIÇÃO.....	13
3.5 COMERCIALIZAÇÃO .....	13
3.6 CONCLUSÃO .....	13
CAPÍTULO 4.....	15
4. PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA EM PORTUGAL.....	15
4.1 HÍDRICAS.....	15
4.1.1 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS.....	16
4.1.1.1 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS DE ALBUFEIRA SEM BOMBAGEM .....	16
4.1.1.2 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS FIO-DE-ÁGUA.....	17
4.1.1.3 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS DE ALBUFEIRA COM BOMBAGEM .....	18
4.1.2 HISTÓRIA .....	19
4.1.3 DADOS RECENTES .....	21
4.1.4 PERSPETIVA PARA FUTURO .....	22
4.2 ENERGIA EÓLICA.....	23
4.2.1 EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA .....	24
4.3 BIOMASSA .....	26
4.3.1 EVOLUÇÃO DA BIOMASSA EM PORTUGAL .....	28
4.3.2 PERSPETIVA FUTURA DA BIOMASSA.....	29
4.4 CONCLUSÃO .....	29
CAPÍTULO 5.....	31
5. ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO EM PORTUGAL .....	31
5.1 DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA.....	31
5.2 ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS .....	31
5.2.1 REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES .....	33
5.2.2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS.....	33
5.2.3 REGULAMENTO TARIFÁRIO .....	34

5.2.4 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO .....	36
5.2.5 REGULAMENTO DE OPERAÇÕES DAS REDES .....	37
5.2.6 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA	38
5.3 CONCLUSÃO.....	38
CAPÍTULO 6 .....	39
6. MERCADO DE ELETRICIDADE .....	39
6.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA .....	39
6.1.1 MERCADO DIÁRIO .....	39
6.1.2 MERCADO INTRADIÁRIO .....	40
6.2 SERVIÇOS DE SISTEMA .....	41
6.2.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS .....	42
6.2.2 CONTROLO DE FREQUÊNCIA.....	43
6.2.3 CONTROLO DE TENSÃO .....	43
6.2.4 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO .....	44
6.3 VARIAÇÃO DOS PREÇOS NO MERCADO DE ENERGIA .....	44
6.4 EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ELETRICIDADE.....	48
6.5 COMPARAÇÃO COM OUTROS MERCADOS.....	49
6.6 TARIFA RELATIVA AO TRANSPORTE .....	50
6.7 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA .....	50
6.8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE .....	50
6.9 TARIFA AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	51
6.10 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....	51
6.11 CONCLUSÃO.....	51
CAPÍTULO 7 .....	53
7. ENERGIA ELÉTRICA EM 2017 .....	53
7.1 QUANTIDADES DE ENERGIA ELÉTRICA .....	53
7.2 MERCADO LIBERALIZADO EM 2017 .....	53

7.3 PREVISÃO PARA 2017.....	55
7.4 CONCLUSÃO .....	55
CAPÍTULO 8 .....	57
8. EQUIPAMENTOS DE REGULAÇÃO.....	57
8.1 CARATERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO.....	57
8.2 COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS.....	57
8.3 COMPENSADORES SÍNCRONOS .....	59
8.4 CONDENSADORES E BOBINAS EM DERIVAÇÃO .....	60
8.5 COMPENSADORES ESTÁTICOS .....	61
8.6 TRANSFORMADORES COM REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	62
8.7 CONCLUSÃO .....	64
CAPÍTULO 9 .....	65
9. ESTUDO DE CASO – CENTRAIS HÍDRICAS DO PARQUE EDP EM PORTUGAL QUE FAZEM COMPENSAÇÃO SÍNCRONA .....	65
9.1 ENQUADRAMENTO .....	65
9.2 REDE ELÉTRICA DE TRANSPORTE EM PORTUGAL.....	65
9.3 COMPENSAÇÃO SÍNCRONA COM CENTRAIS HÍDRICAS.....	66
9.4 ANÁLISE HISTÓRICA DA COMPENSAÇÃO SÍNCRONA VIA CENTRAIS HÍDRICAS .....	67
CAPÍTULO 10.....	71
10. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....	71
10.1 CONCLUSÕES.....	71
10.2 TRABALHOS FUTUROS.....	72
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	73
ANEXOS.....	77
Anexo 1 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do Operador da Rede de Transporte ao Operador da Rede de Distribuição em AT e MT [42]78	

Anexo 2 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do Operador da Rede de Distribuição em AT e MT [46].....	79
Anexo 3 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT [46].....	80
Anexo 5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT [42].....	82
Anexo 6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e BT [42] .....	83
Anexo 7 - Energia na Rede de Transporte em MAT [47] .....	84
Anexo 8 - Energia na Rede de Transporte em AT [43].....	85
Anexo 9 - Energia na Rede de Distribuição em AT [43] .....	86
Anexo 10 - Energia na Rede de Distribuição em MT [43].....	87
Anexo 11 - Energia na Rede de Distribuição em BT [43].....	88
Anexo 12 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em MAT [43] .....	89
Anexo 13 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em AT [47] .....	90
Anexo 14 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em MT [47] .....	91
Anexo 15 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em BTE [47] .....	92



## *Índice de Figuras*

Figura 1 - Diagrama dos 4 Quadrantes [1] .....	5
Figura 2 - Rede nacional de transporte de energia elétrica em 2017 – Portugal [8] .....	11
Figura 3 - Evolução da produção de energia a nível nacional [8], [10]–[13].....	12
Figura 4 - Aproveitamento Hidroelétrico de Alto do Lindoso (Rio Lima) [17].....	17
Figura 5 - Aproveitamento Hidroelétrico de Crestuma-Lever (Rio Douro) [17].....	18
Figura 6 - Aproveitamento Hidroelétrico com bombagem no Torrão (Rio Tâmega) [17]..	19
Figura 7 - Produção de eletricidade por fonte entre 1999 e 2016 [20].....	21
Figura 8 - Potência instalada em Portugal Continental entre 2000 e 2015 [20].....	22
Figura 9 - Contribuição das fontes renováveis por setor [20] .....	23
Figura 10 - Funcionamento de um aerogerador [21].....	24
Figura 11 - Potência instalada em Portugal [23] .....	25
Figura 12 - Percentagem das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2014 [28] .....	28
Figura 13 - Curvas de oferta e procura [40] .....	40
Figura 14 - Horas de negociações no mercado intradiário [40] .....	41
Figura 15 - Preços médios do mercado diário em Portugal [42].....	45
Figura 16 - Evolução do preço médio no mercado diário no ano de 2014 [42] .....	45
Figura 17 - Evolução do preço médio no mercado diário no ano de 2013 [42] .....	46
Figura 18 - Evolução do preço da energia elétrica nos dias 21 a 28 de Abril de 2013 [42]	48
Figura 19 - Preço da eletricidade para os consumidores domésticos[43].....	48

Figura 20 - Preços médios de energia [42], [44], [45] .....	49
Figura 21 - Número de clientes no Mercado Liberalizado e no Regulado [48].....	54
Figura 22 - Número de clientes no Mercado Liberalizado e no Regulado [48].....	54
Figura 23 - Esquema equivalente de Thévenin [3] .....	57
Figura 24 - Característica tensão-potência reativa de um compensador síncrono [3] .....	60
Figura 25 - Características tensão-potência reativa de uma bateria de condensadores [3]...	61
Figura 26 – Transformadores com comutação de tomadas numa Rede de Transporte[3]..	63
Figura 27 – Compensação da queda de tensão numa linha por transformadores com regulação[3].....	63
Figura 28 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2011 e 2012 [50] .....	67
Figura 29 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2012 e 2013 [50] .....	68
Figura 30- Repartição em consumo da compensação síncrona em 2013 e 2014 [50] .....	68
Figura 31 -Repartição em consumo da compensação síncrona em 2014 e 2015 [50] .....	69
Figura 32 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2015 e 2016 [50] .....	69

## *Índice de Tabelas*

Tabela 1 - Quantidades de energia reativa [6] .....	8
Tabela 2 - Centrais hidroelétricas até 100 kW em Portugal, até 1930 [11].....	20
Tabela 3 - Potência instalada do top 15 mundial [20] .....	26
Tabela 4 - Preço médio no mercado diário em 2014 em Portugal [38].....	46
Tabela 5 - Preço médio no mercado diário em 2013 em Portugal [42].....	47
Tabela 6 - Variação das tensões na Rede Nacional de Tensões [34] .....	58



## *Acrónimos*

ACER	– Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
AT	– Alta Tensão
BT	– Baixa Tensão
BTE	– Baixa Tensão Especial
DGEG	– Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	– Energias de Portugal
ERSE	– Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GGG	– Gestão Global do Sistema
MAT	– Muito Alta Tensão
MIBEL	– Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	– Média Tensão
OMIE	– Operador do Mercado Ibérico de Energia Espanhola
OMIP	– Operador de Mercado Ibérico de Energia Português
OPF	– <i>Optimal Power Flow</i>
ORD	– Operador da Rede de Distribuição
ORT	– Operador da Rede de Transporte
PNAER	– Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNBEPH	– Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE	– Produção em Regime Especial

- PRO – Produção em Regime Ordinário
- RARI – Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- RND – Rede Nacional de Distribuição
- RNT – Rede Nacional de Transporte
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais
- SEN – Sistema Elétrico Português
- UGS – Uso Global do Sistema
- URD – Uso da Rede de Distribuição
- URT – Uso da Rede de Transporte

# **CAPÍTULO 1**

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1 ENQUADRAMENTO**

Este documento foi realizado no âmbito do trabalho da dissertação do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica de Sistemas Elétricos de Energia, no Instituto Superior de Engenharia do Porto, e o tema abordado foi nomeado pela EDP Produção.

O trabalho proposto consistiu em estudar o sistema elétrico no âmbito da compensação síncrona, compreender quais são os valores de energia reativa compensada pelas centrais hídricas, identificar quais os equipamentos e a forma como são utilizados para realizar a compensação síncrona.

### **1.2 ESTRUTURA E OBJETIVOS**

A dissertação está organizada em dez capítulos, neste primeiro capítulo é feita uma introdução sobre o tema e quais os objetivos a atingir nesta dissertação.

O **CAPÍTULO 2** analisa a legislação em vigor sobre energia reativa e de que forma é realizada a sua faturação.

No **CAPÍTULO 3** é feita uma análise do Sistema Elétrico Português, quais os subsistemas, e a função de cada um deles.

As principais fontes de energia elétrica em Portugal que foram estudadas nesta dissertação encontram-se no **CAPÍTULO 4**, fazendo a história de cada fonte de energia elétrica e enquadramento destas fontes na produção de energia elétrica num futuro próximo.

No **CAPÍTULO 5** são apresentadas duas entidades reguladoras responsáveis dos Serviços Energéticos em Portugal, e são analisados os regulamentos que devem ser cumpridos pelas entidades responsáveis de cada setor.

No **CAPÍTULO 6** é analisado o mercado elétrico em vigor em Portugal, identificando as suas especificidades. Neste capítulo apresenta-se um estudo sobre o preço médio no mercado

diário de alguns países europeus e as tarifas que incidem sobre o transporte e distribuição de energia.

No CAPÍTULO 7 apresentam-se as previsões de energia elétrica para 2017 no mercado liberalizado. Apresentam-se as quantidades necessárias de compensação síncrona para cada nível de tensão.

No CAPÍTULO 8 são expostos os equipamentos de regulação, sendo explicada a importância de cada um deles.

No CAPÍTULO 9, é apresentado um estudo sobre a compensação síncrona abordado na produção hídrica.

Finalmente, no CAPÍTULO 10, apresentam-se as conclusões do estudo realizado e os trabalhos que se podem realizar no futuro.

É também objetivo deste trabalho, fazer o estudo das tarifas que são pagas ao longo da rede elétrica, desde o local de produção até ao consumidor, nos diferentes níveis de tensão. Quais os preços que se praticam no mercado regulado e no liberalizado, perceber qual o preço de energia que é praticado nos países da União Europeia e analisar os regulamentos que estão em vigor sobre a eletricidade.

## CAPÍTULO 2

### 2. LEGISLAÇÃO DA ENERGIA REATIVA

#### 2.1 ENERGIA REATIVA

Na transmissão de energia verifica-se a manifestação de duas formas de energia elétrica: a energia ativa e a energia reativa. A potência elétrica divide-se em três componentes: potência aparente ou complexa ( $\vec{S} = \vec{U} * \vec{I}^*$ ), a potência ativa ( $P = S * \cos \alpha$ ) e a potência reativa ( $Q = S * \sin \alpha$ ), sendo  $U$  a tensão elétrica,  $I$  a intensidade de corrente elétrica e  $\alpha$  o desfasamento entre a tensão e a intensidade de corrente elétrica. Estes componentes ilustram o triângulo das potências ( $\vec{S} = \vec{P} + J\vec{Q}$ ).

Os circuitos elétricos indutivos caracterizam-se pelo desfasamento em atraso da corrente relativamente à tensão, o que significa que o ângulo  $\alpha \neq 0^\circ$ . As bobinas alimentadas em corrente alternada, solicitam ao gerador uma potência reativa, potência esta que não realiza trabalho, mas origina uma corrente magnetizante para a criação do fluxo magnético. Se  $\alpha \neq 0^\circ$ , a potência reativa ( $Q = U * I * \sin \alpha$ ) irá ser  $Q \neq 0$  e a potência aparente será diferente da potência ativa ( $S \neq P$ ).

Como é referido, uma bobina cria um atraso da intensidade de corrente elétrica em relação à tensão elétrica, no entanto no caso de um condensador o efeito irá ser o oposto, provocando um atraso da tensão elétrica em relação à intensidade de corrente.

Se uma máquina síncrona estiver em paralelo na rede, ligada a um barramento infinito, pode-se chegar às seguintes expressões matemáticas, que traduzem o balanço de potência entre a máquina e a rede a que está ligada,

$$P = \frac{|V| * |E_0|}{X_s} * \sin \delta$$

$$Q = \frac{|V| * |E_0|}{|X_s|} * \cos \delta - \frac{|V|^2}{|X_s|}$$

Estas expressões são obtidas da seguinte forma:

$$I^* = \left( \frac{E_0 - V}{Z_S} \right)^* = \left( \frac{E_0^*}{Z_S^*} - \frac{V^*}{Z_S^*} \right) = \frac{|E_0|^{L-\delta}}{Z_S^{L-\theta}} - \frac{|V|^{L-0}}{|Z_S|^{L-\theta}}$$

O  $\theta$  é o desfasamento e o  $\delta$  é o argumento da força eletromotriz, a potência aparente fica agora da seguinte forma,

$$\bar{S} = \left( \frac{|V| * |E_0|^{L-\delta}}{Z_S} \right) - \frac{|V|^{2L\theta}}{|Z_S|}$$

$$\bar{S} = \frac{V * E_0}{Z_S} * \cos(\theta - \delta) + J \frac{V * E_0}{Z_S} * \sin(\theta - \delta) - \left[ \frac{V^2}{Z_S} * \cos \theta + J \frac{V^2}{Z_S} * \sin \theta \right]$$

Agora separando a potência ativa e reativa ficamos com as seguintes expressões:

$$P = \frac{V^2 * E_0}{Z_S} * \cos(\theta - \delta) - \frac{V^2}{Z_S} * \cos \theta$$

$$Q = J \frac{V * E_0}{Z_S} * \sin(\theta - \delta) - \frac{V^2}{Z_S} * \sin \theta$$

Nos alternadores de grande potência o R é muito inferior ao Xs, então o Zs é aproximadamente igual a Xs, e com  $\theta \approx 90^\circ$ . No caso de uma máquina trifásica a expressão é:

$$P = 3 * \frac{V * E_0}{X_s} * \sin \delta$$

$$Q = 3 * \frac{V * E_0}{X_s} * \cos \delta - 3 * \frac{V^2}{X_s}$$

Uma máquina síncrona em paralelo com a rede produz uma determinada energia, originando um ângulo de potência  $\delta$ . Este valor  $\delta$  varia consoante o regime de funcionamento da máquina, sendo que aumenta com o aumento da produção de energia ativa. As máquinas síncronas podem chegar com estabilidade até um  $\delta=90^\circ$ , mas não é aconselhável, porque acima dos  $30^\circ$  a  $35^\circ$  a máquina provavelmente, entrará em sobrecarga.

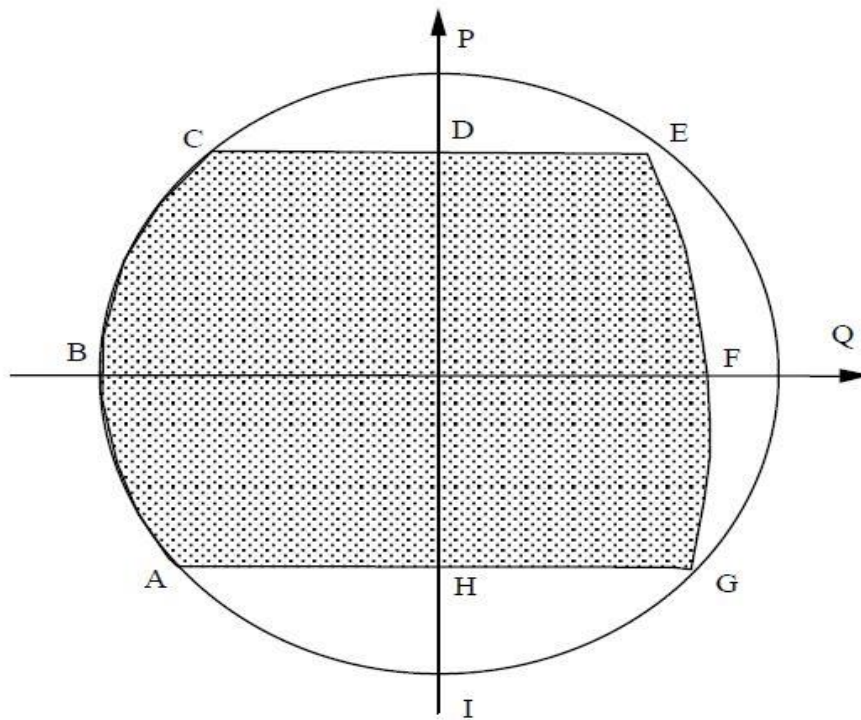


Figura 1 - Diagrama dos 4 Quadrantes [1]

Se a máquina síncrona estiver a produzir só energia reativa, no eixo do Q, como se pode ver na Figura 1, estará subexcitada ou sobreexcitada, a máquina está como compensador síncrono. Esta característica só ocorre se a máquina estiver só a produzir energia reativa ou capacitiva. O compensador síncrono é um motor a trabalhar em vazio subexcitado ou sobreexcitado. Este funcionamento ocorre em dois períodos diferentes. Durante o dia, as centrais de produção de energia elétrica têm os geradores em funcionamento sobreexcitado. Neste caso estão a injetar energia reativa para a rede, mas durante a noite a máquina síncrona está subexcitada, neste modo está a consumir energia reativa da rede. Como se pode verificar nos casos dos alternadores em vazio, estes produzem ou consomem energia reativa, têm sempre que consumir energia ativa para as perdas dissipadas na máquina, que são as perdas constantes e perdas por efeito de Joule.

No caso do transporte de energia, se as linhas estiverem em carga ou em vazio, irão ter comportamentos muito diferentes, se as linhas estiverem em carga, estas irão ter perdas de energia reativa ao longo da linha, mas se elas estiverem em vazio irão produzir energia reativa desde o consumidor até à produção. Este efeito ocorre na Rede de Transporte, devido às linhas de grande distância e sem carga, e a nível da Rede de Distribuição, em grandes centros urbanos, devido ao excesso de cabos subterrâneos [2], [3].

## **2.2 NOVO REGULAMENTO**

Para melhorar o sistema elétrico implementaram-se novas regras para garantir aos utilizadores das Redes de Transporte e de Distribuição um desempenho mais eficiente das redes. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprova todas as regras de faturação dos encargos de energia reativa destinados ao uso das Redes de Transporte e de Distribuição.

O objetivo da ERSE, como se pode constatar no despacho nº 7253/2010, é que todo o público-alvo tenha consciencialização dos impactes que existem na faturação de energia reativa, e todos os clientes possam otimizar a sua fatura no que diz respeito à energia reativa, e que tenham meios de adquirir equipamentos elétricos para a compensação de energia reativa [4].

## **2.3 FATURAÇÃO DE ENERGIA REATIVA**

No regulamento é referido que a energia reativa que é medida nos consumidores nas horas fora de vazio, em cada período de integração, que ultrapasse 30 % da energia ativa consumida no mesmo intervalo de tempo, é motivo de faturação. No caso de ser medido fora de vazio, existem escalões, em função da energia reativa indutiva medida em cada intervalo de tempo de integração. O preço da energia reativa nas horas fora de vazio é resultante da aplicação de um fator multiplicativo a um preço de referência de energia reativa indutiva, os valores são publicados anualmente pela ERSE.

O caso da energia reativa capacitiva é diferente à da indutiva em termos de faturação. Neste caso, a energia é medida em cada período de integração nas horas de vazio. Os consumos nos períodos de vazio baixam, principalmente os de natureza indutiva. Por outro lado os cabos em vazio fazem com que as linhas fiquem com um regime de funcionamento capacitivo [5].

## **2.4 PERÍODO DE INTEGRAÇÃO**

O período de integração é o intervalo de tempo em que a energia reativa é medida e contabilizada para efeitos de faturação. Atualmente fixado no período coincidente com o período de faturação. Devido à tecnologia atual, o período de integração está num intervalo

de tempo de 15 minutos, este tempo adapta-se ao menor intervalo de tempo disponível nos aparelhos de medição e contagem existentes no mercado [5].

## **2.5 LEGISLAÇÃO EM VIGOR**

O aumento de produção de energia elétrica levou a uma alteração e atualização da regulamentação de origem renovável para se adaptarem aos novos compromissos. Este aumento origina um significativo aumento no trânsito de energia reativa provocando perturbações que afetarão a estabilidade da rede, encontrando-se legislado pelo Regulamento das Redes de Transporte e Distribuição.

### **2.5.1 CONDIÇÕES TÉCNICAS DE LIGAÇÃO**

As condições técnicas gerais de ligação de instalações de produção à RNT, com exceção das instalações eólicas contemplam-se essencialmente os seguintes pontos descritos no regulamento [6]:

- 3.6.5 - Cada grupo gerador síncrono deve ser capaz de funcionamento estável, em qualquer ponto da sua característica P - Q, com uma tensão do lado da alta tensão definida pelas condições técnicas particulares de ligação à RNT. Deve ainda garantir um funcionamento à potência ativa máxima para fatores de potência de 1 a 0,9 (indutivo) e de 1 a 0,95 (capacitivo);
- 3.6.6 - Os grupos geradores devem ser capazes de fornecer a sua potência nominal na faixa de frequência entre 48,5 Hz e 51,5 Hz, devendo ser possível fazer o paralelo dos grupos, pelo menos manualmente, entre 48 Hz e 51,5 Hz;
- 3.6.7 - O mínimo técnico dos grupos geradores não deve ser superior a 40 % da respetiva potência nominal;
- 3.6.8 - Os grupos geradores devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5 % da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável;
- 3.6.9 - O estatismo dos grupos deve ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 3 % a 8 %.

## 2.5.2 ENERGIA REATIVA NAS LIGAÇÕES EM REGIME ESPECIAL

Na portaria nº 596/2010 de 30 de junho refere que todos os produtores em regime especial devem, nas horas cheias e de ponta, ao produzirem energia ativa, injetar energia reativa em intervalos de tempo de 60 minutos com uma tolerância cerca de 5 %. Se ultrapassar os 5 % da energia ativa, a energia reativa terá de ser paga ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) ao preço que estiver definido no tarifário de energia reativa para o nível de tensão no ponto de ligação.

Tabela 1 - Quantidades de energia reativa [6]

Tensão nominal no ponto de ligação	tgφ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT (P>6 MW)	0	0
MT (P≤6 MW)	0,3	0
BT	0	0

Na Tabela 1 constata-se que os produtores de energia que estão interligados à rede MT, com uma potência de interligação menor que 6 MW, podem estar ligados nas horas cheias e de ponta e devem injetar na rede energia reativa no valor de 30 % da energia ativa que estão a produzir.

As condições técnicas de ligação às Redes de Distribuição são explicitados nos seguintes tópicos relativos à produção em regime especial [6]:

4.5.2.1 - Todos os produtores em regime especial devem, nas horas cheias e ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de sessenta minutos, de acordo com a Tabela 1. Relativamente aos valores fixados, na Tabela 1, para as quantidades de energia reativa, admite -se uma tolerância de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período.

4.5.2.3 - Os desvios de produção de energia reativa contabilizados em módulo, em intervalos de sessenta minutos, relativamente aos valores previstos na secção anterior ou aos posteriormente acordados com o ORD, que ultrapassem uma banda de  $\pm 5\%$  da energia ativa no mesmo período, serão pagos ao ORD pelos produtores aos preços fixados no tarifário de energia reativa para o nível de tensão no ponto de ligação.

4.5.2.4 - Para as ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6 MW, os produtores suportarão, previamente à ligação da instalação de produção à rede, o custo dos equipamentos necessários para produzir a energia reativa, que será pago ao ORD. O custo a suportar corresponderá a uma potência reativa igual a 30 % da potência de ligação para os níveis de tensão acima citados.

4.5.2.5 - Por despacho do diretor - geral de Energia e Geologia, será fixado o valor por kvar que os produtores devem suportar nos termos do ponto anterior. Este valor será atualizado em Março de cada ano, com base na evolução anual do índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, verificado no ano civil anterior.

Até à publicação do despacho antes mencionado, vigora, para o fornecimento e montagem dos equipamentos de produção de energia reativa a instalar na Rede de Distribuição, o seguinte valor: kvar - 20,50€.

## **2.6 CONCLUSÃO**

As máquinas síncronas têm dois modos diferentes de funcionamento, dependente da energia que devam produzir. Durante o período das horas cheias, em que a carga que circula nas redes é predominantemente indutiva, as máquinas síncronas trabalham sobreexcitadas, injetando energia reativa na rede. Nos períodos das horas de vazio, as redes são vistas pelos geradores como carga reativa capacitiva, impondo-se a necessidade das máquinas síncronas consumirem esta energia e, portanto, trabalharem em regime subexcitado, ou como compensadores síncronos capacitivos.

Cada vez mais existe a preocupação de melhorar a eficiência da rede e, para que isso seja possível, foi necessário alterar a legislação que estava em vigor. No novo regulamento da Rede de Distribuição, os produtores em regime especial têm de cumprir com valores de energia ativa e reativa para melhorar o comportamento da rede elétrica, com estas medidas promove-se um controlo do trânsito de energia reativa na rede mais eficaz.



## CAPÍTULO 3

### 3. SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

#### 3.1 INTRODUÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS

No panorama nacional, o Sistema Elétrico Português (SEN) está dividido da seguinte forma: produção, transmissão, distribuição, operação do mercado elétrico e por último operações logísticas. Está segmentado desta forma porque tem o objetivo de satisfazer as necessidades dos consumidores desde o local de produção de energia elétrica até ao consumidor final [7].



Figura 2 - Rede nacional de transporte de energia elétrica em 2017 – Portugal [8]

No âmbito nacional quem faz a ligação dos produtores de energia até aos centros de consumo é a empresa Redes Energéticas Nacionais (REN). Os centros produtores e as redes de transporte do sistema elétrico, que podem ser visualizados na Figura 2, sendo a REN a única empresa de transporte de energia, tendo um contrato efetuado com o Estado Português para a prestação deste serviço sob a forma de uma concessão. A energia do SEN começou por ser fornecida inicialmente por centrais térmicas, uma vez que os combustíveis necessários eram abundantes e estas centrais são não intermitentes. No entanto, as preocupações ambientais impulsionaram o aparecimento de fontes de energia renováveis, tendo assim surgido diversas tecnologias renováveis, entre as quais a hídrica, eólica e cogeração [9].

### 3.2 PRODUÇÃO

Na produção de eletricidade podemos encontrar dois tipos de produção de energia: a produção em regime ordinário (PRO) e a produção em regime especial (PRE). A produção em regime ordinário engloba a produção de eletricidade com base em energias não renováveis e grandes centros hídricos. A produção em regime especial engloba a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, cogeração e produção distribuída [7].

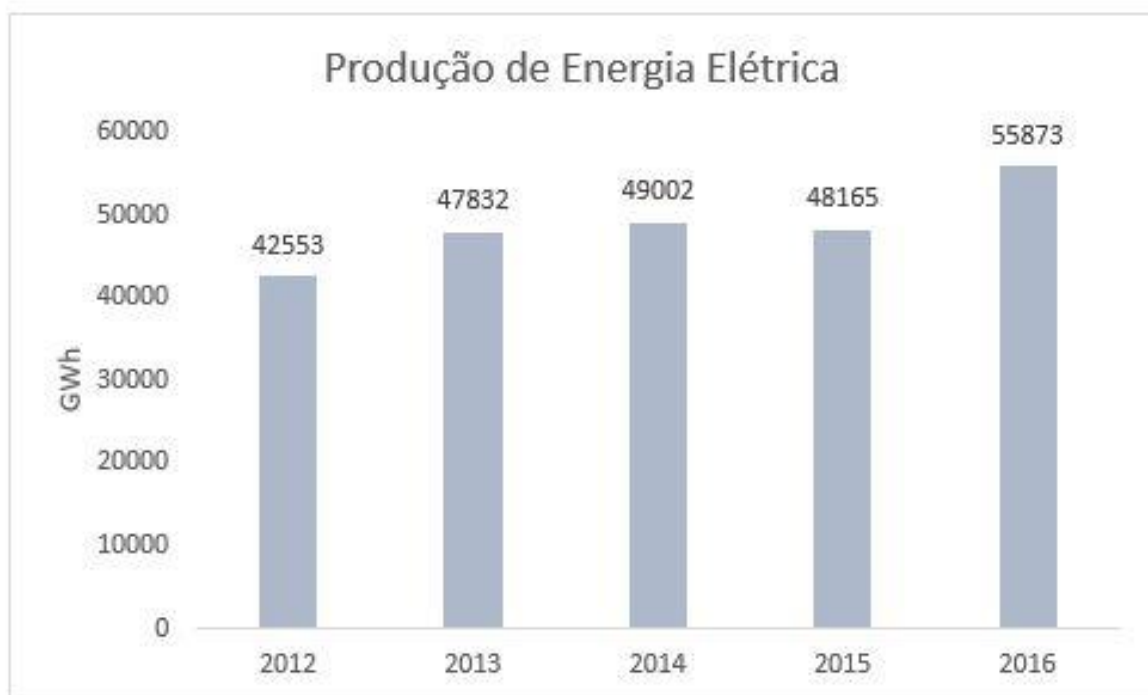


Figura 3 - Evolução da produção de energia a nível nacional [8], [10]–[13]

Da análise da Figura 3 verifica-se que a produção de energia elétrica manteve-se constante nos últimos anos, mas em 2016 houve um aumento na produção de energia que foi de 55873 GWh [14].

### **3.3 TRANSMISSÃO**

O transporte de energia é assegurado pela Rede Nacional de Transportes (RNT), em muito alta tensão, através de uma concessão com o Estado Português que inclui o planeamento, construção e a manutenção da RNT, esta atividade é da responsabilidade da REN, esta entidade tem o dever de fornecer eletricidade com qualidade de serviço [9].

### **3.4 DISTRIBUIÇÃO**

A distribuição de energia elétrica é da responsabilidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), que é regulada pela ERSE, e contempla infraestruturas de alta, média e baixa tensão, a partir de uma concessão pública do Estado [9].

### **3.5 COMERCIALIZAÇÃO**

Como em qualquer outro serviço, o cliente de energia elétrica tem de pagar de acordo com as suas necessidades energéticas. As entidades que regem o comércio de energia elétrica são os comercializadores de energia.

A liberalização do mercado de energia e a construção do mercado interno de eletricidade pretende fomentar o aumento da concorrência, e desse modo melhorar a qualidade de serviço prestado assim como a melhor articulação de preços. Todas estas alterações pretendem garantir uma maior satisfação dos consumidores de energia elétrica, e gerar condições para que existam diversos comercializadores de energia [9].

### **3.6 CONCLUSÃO**

Numa fase inicial a produção e o consumo de energia elétrica situavam-se em locais próximos, existindo redes elétricas de pequena dimensão, devido essencialmente às limitações das potências, das máquinas dessa altura e ao reduzido valor da carga. A construção de centros produtores de maiores dimensões deu-se devido à evolução tecnológica e ao crescimento do consumo. Verificou-se desse modo uma generalização do fornecimento de eletricidade, independente da localização dos consumidores. O setor

elétrico passou a ter um papel importante na economia e no desenvolvimento, consequência da evolução dos sistemas elétricos de pequenas dimensões para sistemas elétricos de grandes dimensões, resultando numa progressiva generalização da utilização da eletricidade.

Ao longo dos anos o setor elétrico tem sofrido uma série de alterações devido à evolução tecnológica. Estes avanços tecnológicos são notórios na atualidade, como se pode verificar na estruturação do setor elétrico e no detalhe com que é realizado o controlo da qualidade de serviço.

Constata-se que a produção de energia elétrica tem sofrido alterações no sentido da descentralização da produção, aparecendo assim a produção distribuída. No sentido de proporcionar um serviço contínuo e com qualidade foi necessário criar entidades reguladoras que pretendem avaliar e regulamentar o desempenho dos intervenientes no SEN.

## **CAPÍTULO 4**

### **4. PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA EM PORTUGAL**

#### **4.1 HÍDRICAS**

A água é um dos elementos mais importantes para a vida no nosso Planeta nas suas diversas utilizações, e já é usada desde as primeiras civilizações, nomeadamente:

- Consumo humano e uso pecuário;
- Rega e uso mineiro;
- Produção de força motriz (moinhos);
- Energia hidroelétrica.

A energia hidroelétrica, tal como o seu próprio nome indica, é a energia proveniente da água transformada em eletricidade. A energia solar evapora a água dos oceanos e dos grandes lagos. Este vapor de água condensa e é transformado em precipitação ou neve, alimentando os rios que correm devolvendo a água à sua proveniência. A isto chama-se ciclo da água. É uma fonte de energia renovável, que em Portugal tem um grande contributo para a satisfação do consumo de eletricidade. Em anos húmidos, pode ser superior a 40 %, enquanto em regimes secos pode ser inferior a 20 % [15].

As aflúências nos rios, armazenadas a quedas elevadas adquirem elevada energia potencial. Quando são turbinadas a energia cinética pode atingir valores bastantes elevados, se o volume de água for considerável. Os aproveitamentos hidroelétricos utilizam este facto para a produção de eletricidade, transformando a energia do movimento da água em energia elétrica. Para que a energia elétrica produzida seja elevada, há necessidade de aumentar o volume e a queda das águas. Isso é conseguido construindo desníveis artificiais, de tal forma que a água se deslocará de um local a um nível elevado para outro a nível inferior, atingindo grandes velocidades. Esta água a grande velocidade é direcionada sobre as pás de turbinas hidráulicas ligadas a alternadores, através dos seus veios, que produzem finalmente energia elétrica.

#### **4.1.1 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS**

Os aproveitamentos hidroelétricos podem ser grandes ou de pequenas dimensões, apresentam vários esquemas, várias configurações e com diferentes elementos. Os principais fatores diferenciadores que pesam na decisão do tipo de aproveitamento são essencialmente [16]:

- Condições fisiográficas do terreno;
- Condicionantes ambientais;
- Fatores de natureza técnica;
- Fatores de natureza económica;
- Riscos.

Em Portugal existem estes aproveitamentos hidroelétricos:

- Albufeira sem bombagem;
- Fios-de-água;
- Albufeira com Bombagem.

##### **4.1.1.1 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS DE ALBUFEIRA SEM BOMBAGEM**

Nos aproveitamentos hidroelétricos de Albufeira sem bombagem, a relação capacidade do reservatório/caudal médio é superior a 100 h. Permitem regularizar o caudal dos cursos de água, mesmo para o controlo de eventuais cheias, e o armazenamento da água que cai nos meses mais húmidos, para posterior turbinamento nos mais secos, podendo até servir a reserva de energia deste efeito regularizador do regime dos cursos de água, para anos de maior seca, consoante a capacidade de reserva. Devido às suas especificidades de grande capacidade de armazenamento, podem funcionar apenas quando necessário, frequentemente nas horas de maior consumo energético. São habitualmente implantadas nos cursos de água das regiões montanhosas, situando-se a maioria destes aproveitamentos na zona Norte e

Centro do País, sendo um exemplo o aproveitamento hidroelétrico do Alto Lindoso, que se encontra no norte do país representado na Figura 4 [16].



**Figura 4 - Aproveitamento Hidroelétrico de Alto do Lindoso (Rio Lima) [17]**

#### 4.1.1.2 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS FIO-DE-ÁGUA

Caraterizam-se pelo facto de o reservatório criado pela barragem ter uma duração de enchimento, com o caudal médio anual, inferior a 100 h, não permitindo o armazenamento de grandes quantidades de água. Em regra, os caudais disponíveis são elevados, enquanto o declive dos cursos de água são pouco acentuados. Os caudais são inconstantes devido à pouca capacidade de regularização destes, o que faz com que a água que aflui seja turbinada, ou lançada para jusante por descarregamento não sendo aproveitada, e fazendo com que neste tipo de aproveitamentos o regime do rio não seja alterado de modo significativo. As principais centrais a fio-de-água em Portugal, estão localizadas nos rios Douro e Tejo, sendo um exemplo a Figura 5 que se localiza no Rio Douro [16].



**Figura 5 - Aproveitamento Hidroelétrico de Crestuma-Lever (Rio Douro) [17]**

#### 4.1.1.3 APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS DE ALBUFEIRA COM BOMBAGEM

Este tipo de aproveitamento é frequentemente caracterizado por centrais de albufeira equipadas com grupos turbina-bomba, permitindo este sistema de aproveitamento que a água já usada para geração de eletricidade, seja reutilizada. Neste, duas albufeiras a cotas diferentes permitem que a água seja turbinada da albufeira de maior cota para a de menor cota nas horas em que há mais necessidades de energia, sendo a água bombada mais tarde percorrendo o sentido inverso, utilizando-se a energia elétrica da rede nas horas de menor consumo. Neste funcionamento em bombagem a energia elétrica é utilizada para mover o rotor do alternador, que por sua vez impulsiona a turbina, sendo que neste regime de funcionamento, o movimento de rotação da turbina designa-se por bomba, e permite elevar a água no reservatório, sendo esta mais tarde novamente utilizada em turbinamento nas horas de maior consumo, pode-se ver na Figura 6 uma central hídrica que realiza bombagem [16].



**Figura 6 - Aproveitamento Hidroelétrico com bombagem no Torrão (Rio Tâmega) [17]**

#### **4.1.2 HISTÓRIA**

A utilização da água como recurso para a produção de energia elétrica iniciou-se a nível mundial em meados do século XIX, e em Portugal no final desse mesmo século. No Continente, a primeira utilização deste tipo terá sido iniciada pela Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real, fundada em 1892, constituída por um açude no rio Corgo. Na Tabela 2 verificam-se quais as barragens construídas até 1930 [15].

Tabela 2 - Centrais hidroelétricas até 100 kW em Portugal, até 1930 [11]

Ano de Entrada em Serviço	Serviço Público				Serviço Privado			
	Nome	Rio	Potência (kW)		Nome	Rio	Potência (kW)	
			Inicial	(Final)			Inicial	(Final)
1906	Riba Cóa	Cóa	105					
1907								
1908					Canigos	Vizela	225	(750)
1909	Varosa	Varosa	100					
	Sr.ª do Desterro	Alva	300	(2000)				
1910								
1911	Covas	Coura	110	(730)	Delães	Ave	100	
					Hortas-Lever	Lima	114	(250)
1912	Gestal	Selho	240		Moinho do Buraco	Selho	30	(114)
1913					Ronte	Ave	412	
1914					Campelos	Ave	240	
					Fáb. do Prado	Nabão	210	
1915	Corvete	Bugio	430	(2350)				
1916					Mina do Pintor	Calma	96	(240)
1917	Olo	Olo	68	(136)	Matrena	Nabão	10	(440)
	Drizes	Vouga	35	(120)				
1918								
1919								
1920					Palhal	Calma	892	
1921								
1922	Lindoso	Lima	7500	(60000)	S. Martinho Campo	Vizela	392	
1923	Pt. Jugais	Alva	3000	(12000)	Barcarena	Barcarena	125	
1924					Fáb. Mendes Godinho	Nabão	135	
1925	Chocalho	Varosa	1890	(14000)	Fervença	Aicoa	356	
1926	Freijil	Cabrum	225	(1020)	Tomar	Nabão	300	
	Terraído	Corgo	118	(4121)				
1927	Rei de Moinhos	Alva	230	(460)	Lugar de Ferro	Ferro	684	
	Póvoa	Niza	700					
	Caldeirão	Almonda	105	(156)				
	Risões	Dinha	100					
1928					Ruães	Cávado	98	(1200)
1929	Bruceira	Niza	1800		Bugio	Bugio	435	
					S. Marta Alviada	Ovelha	255	
					Pingueta do Romão	Ave	150	(250)
1930					Abelheira	Ave	100	

Na década de 50, considerada a década de ouro da hidroeletricidade, que se desenvolveram os principais aproveitamentos do Cávado e do Zêzere, e também o início do Douro com dois aproveitamentos no troço do Douro Internacional. A partir da década de 60 até à década de 90 o consumo nacional aumentou cada vez mais devido à maior eletrificação do país. Desta maneira, o desenvolvimento do parque hídrico foi retomado, sendo a partir da década de 60

que se começou a desenvolver todo o Douro Internacional. Na atualidade temos o investimento em novos recursos hídricos como os casos de Foz Tua e Fridão em que a empresa Energias de Portugal (EDP) vai aumentar cerca de 2400 MW aos seus recursos. No caso da IBERDROLA que detém três aproveitamentos hídricos - Gouvães, Alto Tâmega e Daivões – com uma potência instalada cerca de 1200 MW [15], [18], [19].

#### 4.1.3 DADOS RECENTES

A produção de eletricidade nas hídricas tem vindo a aumentar de ano para ano devido às políticas existentes. Um dos fatores é a construção ou reforço de algumas barragens. Com a entrada em serviço das barragens da Ribeiradio e do Baixo Sabor nos últimos dois anos, aumentando em cerca de 271,3 MW o parque hidroelétrico.

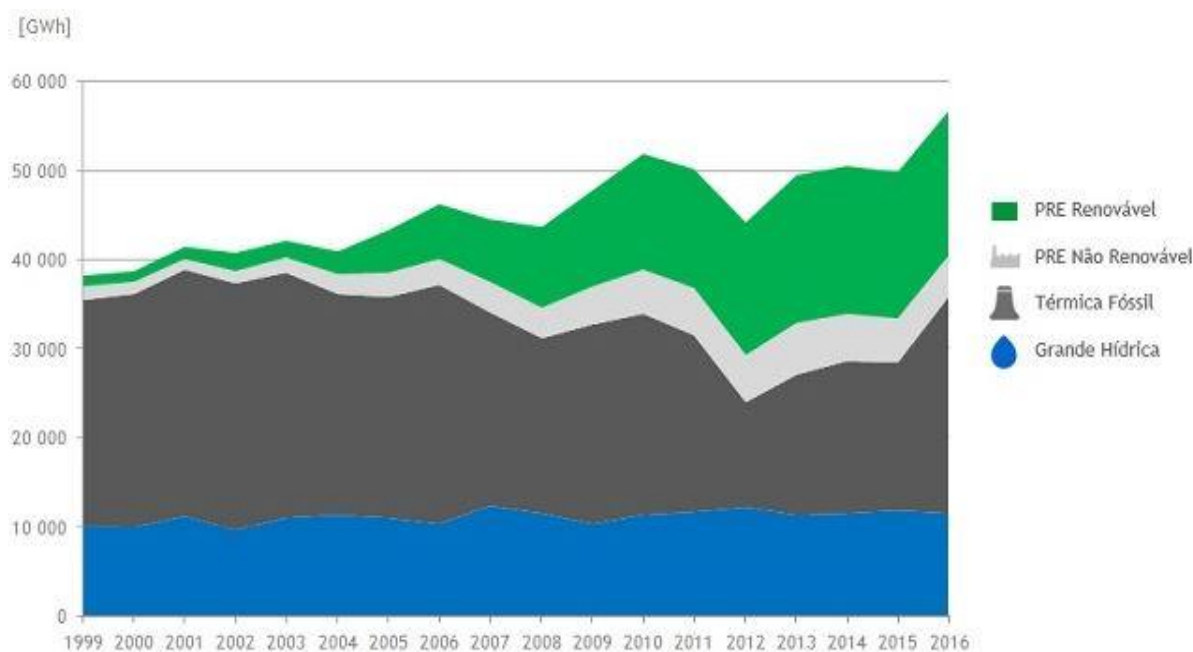
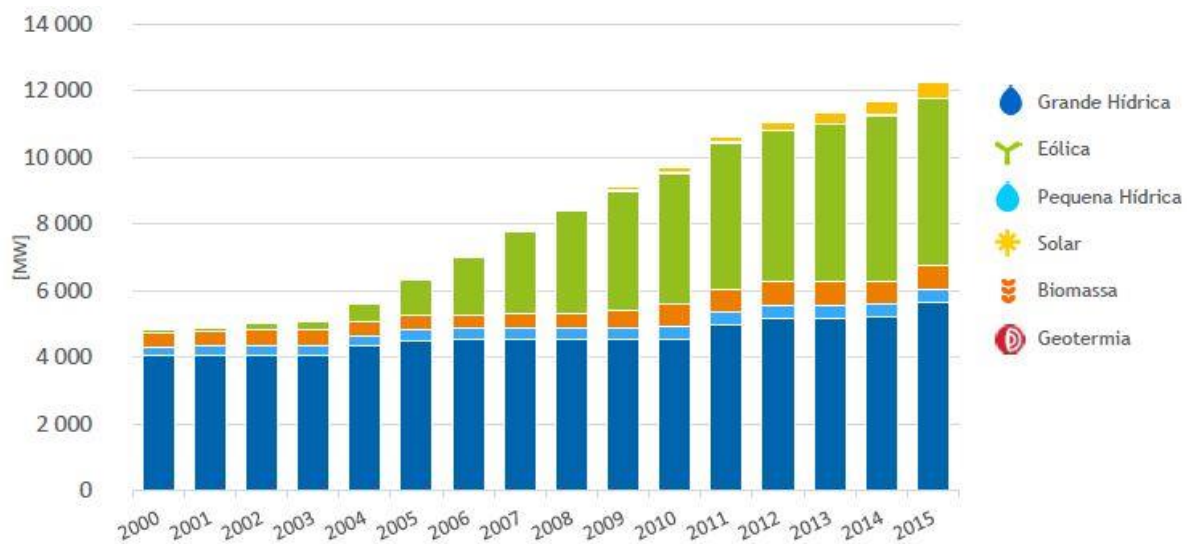


Figura 7 - Produção de eletricidade por fonte entre 1999 e 2016 [20]

Em Portugal nos últimos anos a produção de energia por parte das hídricas tem mantido uma produção constante, em média 10000 GWh. Recentemente tem-se visto um aumento de reforços de potência em vez de construções de novas barragens, devido ao aumento das preocupações ambientais. Nos últimos tempos houve o reforço nas seguintes barragens: Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II, este aumento pode-se visualizar na Figura 7.



**Figura 8 - Potência instalada em Portugal Continental entre 2000 e 2015 [20]**

Com a entrada destes reforços de potência e com as construções das novas barragens a potência instalada em Portugal tem vindo a aumentar de ano para ano. Em 2000 a potência instalada era pouco acima dos 4000 MW contando também com a pequena hídrica, mas em 2015 Portugal já tem uma potência de 6000 MW. A Figura 8 ainda não tem a potência instalada das barragens do Foz Tua e Fridão porque ainda não estão operacionais (Foz Tua já está neste momento a produzir energia mas ainda não tem licença de exploração à data).

#### **4.1.4 PERSPETIVA PARA FUTURO**

O setor energético está em profundas mudanças. As alterações climáticas, a dependência dos combustíveis fósseis e as crescentes preocupações ambientais estão a fazer com que as políticas energéticas dos países estejam orientadas para as energias renováveis. Portugal é um dos países da União Europeia com maiores objetivos para as energias renováveis (60 % de renováveis na eletricidade em 2020). Portugal ainda tem um grande potencial hídrico ainda por desenvolver como por exemplo a construção de Fridão e o Alto Tâmega [17].

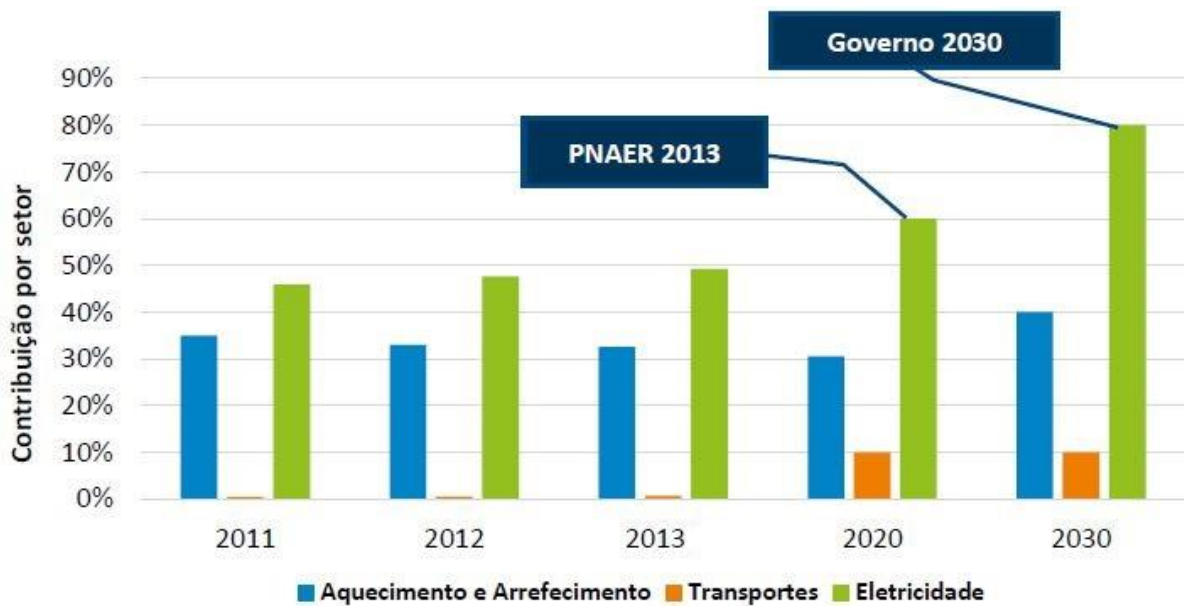


Figura 9 - Contribuição das fontes renováveis por setor [20]

Em Portugal nos últimos anos a produção de energia por parte das hídricas tem mantido uma produção constante, como se pode verificar na Figura 9. Desta maneira, Portugal tem um dos maiores programas de desenvolvimento de energia hidroelétrica, programa sem qualquer precedente. Para este aumento de capacidade contribuiu o último Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) [18].

## 4.2 ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é uma energia renovável, esta fonte de energia está permanentemente ao dispor de qualquer pessoa. Desde sempre tem sido explorada e aproveitada (moinhos, barcos à vela), a energia eólica é obtida através do vento que se movimenta das zonas de alta pressão para as zonas de baixa pressão de ar, o vento nunca tem uma velocidade uniforme nem a mesma direção, como consequência a energia produzida nunca é constante.

Esta fonte de energia é uma das mais promissoras na área de energias renováveis, sendo que uma central eólica é constituída por um aerogerador em que as pás movimentam-se com a deslocação do vento, rodando o eixo do gerador que produz eletricidade. Os aerogeradores têm características específicas, dependendo da intensidade do vento que deve encontrar-se a um valor superior a 5 m/s e inferior a 25 m/s. Fora deste intervalo os aerogeradores não conseguem produzir energia eficazmente, por isso devem estar inoperáveis nestas condições atmosféricas. As características específicas de um aerogerador estão representadas na Figura 10.

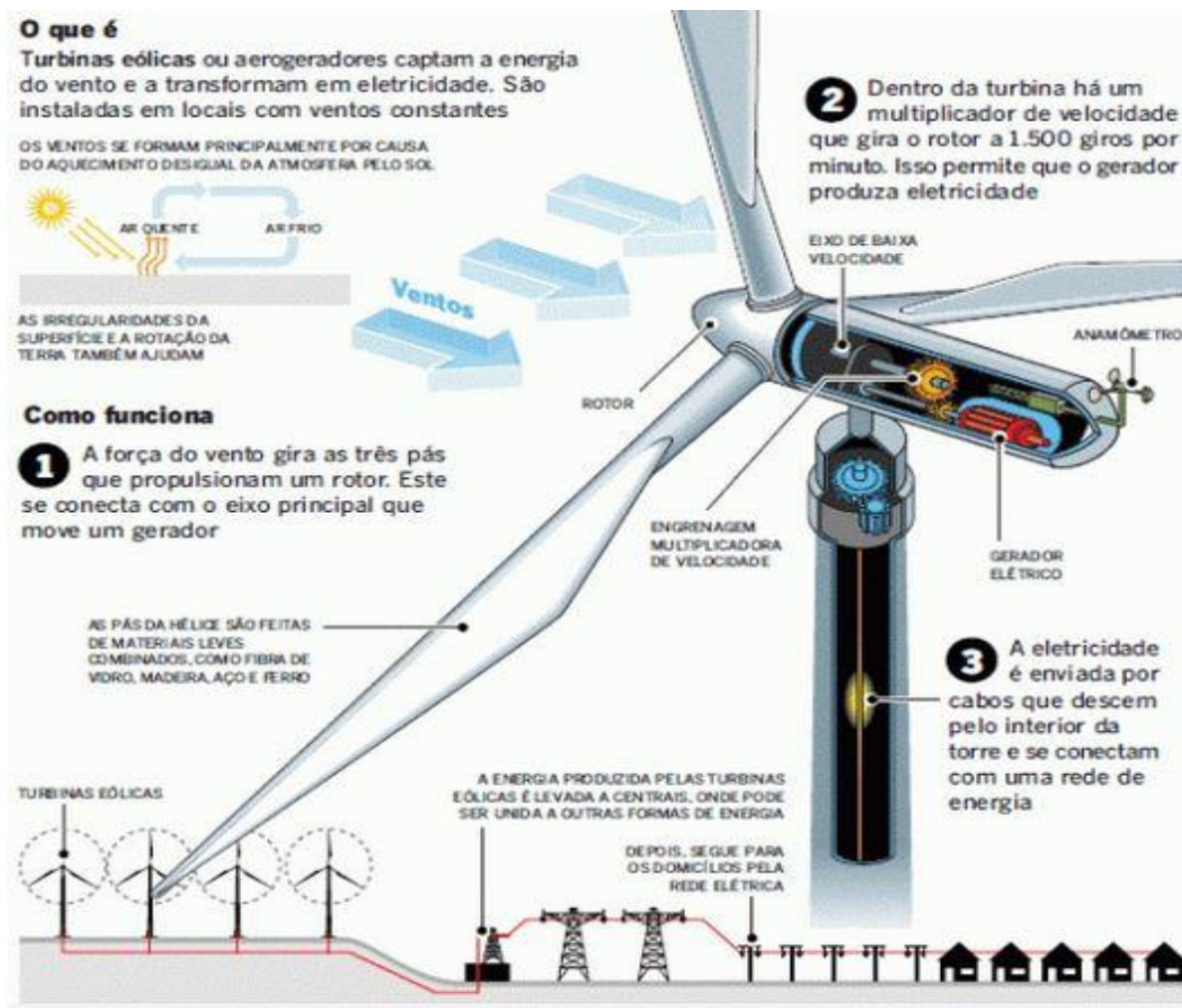
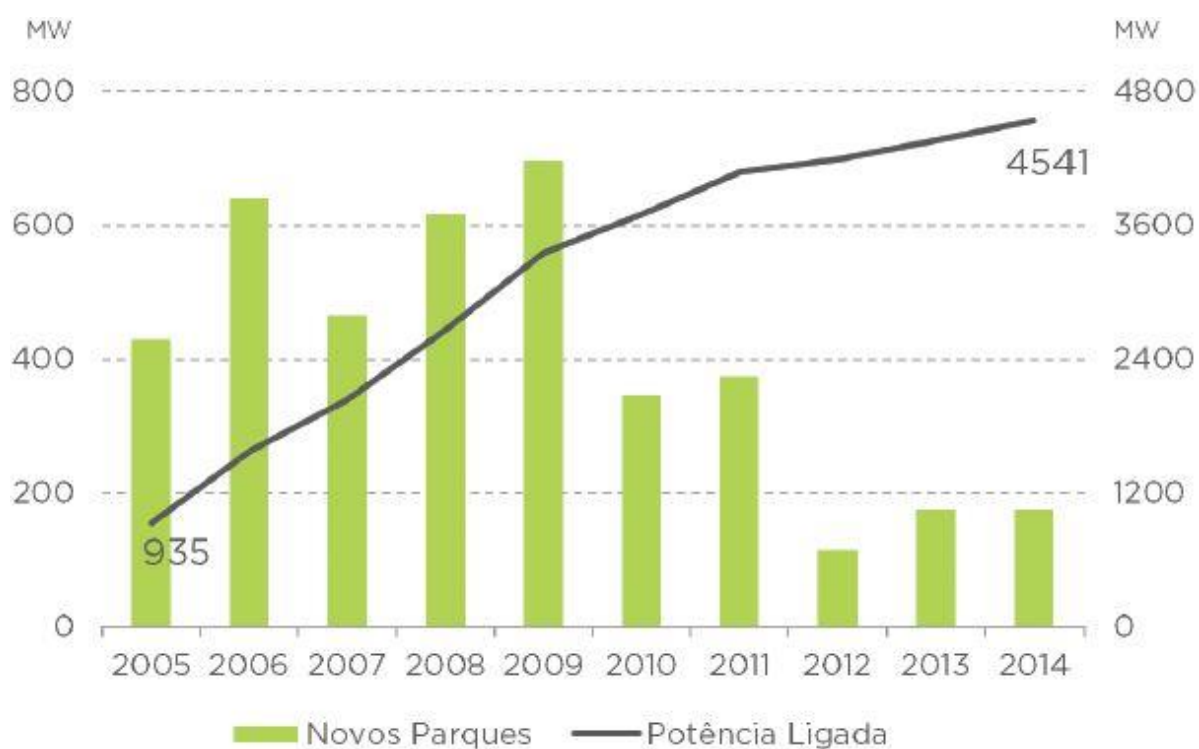


Figura 10 - Funcionamento de um aerogerador [21]

Existem dois tipos de parques eólicos: os que são construídos em solo (*Onshore*) e os que se encontram instalados no mar (*Offshore*).

#### 4.2.1 EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

Com a grave crise do petróleo no início da década de 70, a União Europeia definiu como objetivo a introdução de energias renováveis nos estados membros, iniciou-se nessa altura a evolução da energia eólica. Em Portugal o primeiro parque eólico foi em Porto Santo no arquipélago da Madeira no ano de 1986. A grande evolução tecnológica potenciou a investigação e o desenvolvimento de turbinas, com maior potência e de maiores dimensões, e no início deste século a União Europeia criou a diretiva 2001/77/CE relativa à promoção de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis, nos anos posteriores a esta data Portugal toma medidas para expandir esta fonte de energia, já em 2007 Portugal fica com a décima posição a nível mundial na produção de energia eólica [22].



**Figura 11 - Potência instalada em Portugal [23]**

A potência instalada de energia eólica aumentou significativamente ao longo dos últimos anos, como se pode verificar na Figura 11, em 2014 a potência total instalada era de 4541 MW, aumentando cerca de 1,04 % em relação ao ano anterior, este crescimento deve-se à entrada em serviço de 7 novos parques eólicos, 2 na zona norte do país e 5 no centro e sul. Com este crescimento Portugal tornou-se o 11º país a nível mundial em produção de energia eólica [23].

Tabela 3 - Potência instalada do top 15 mundial [20]

Position 2015	Country/Region	Total capacity end 2015** [MW]	Added capacity 2015*** [MW]	Growth rate 2015 [%]	Total capacity end 2014 [MW]
1	China	148'000	32'970	29.0	114'763
2	United States	74'347	8'598	13.1	65'754
3	Germany	45'192	4'919	11.7	40'468
4	India *	24'759	2'294	10.2	22'465
5	Spain	22'987	0	0.0	22'987
6	United Kingdom	13'614	1'174	9.4	12'440
7	Canada	11'205	1'511	15.6	9'694
8	France	10'293	997	10.7	9'296
9	Italy	8'958	295	3.4	8'663
10	Brazil	8'715	2'754	46.2	5'962
11	Sweden	6'025	615	11.1	5'425
12	Poland	5'100	1'266	33.0	3'834
13	Portugal	5'079	126	2.5	4'953
14	Denmark	5'064	217	3.7	4'883
15	Turkey	4'718	955	25.4	3'763
	Rest of the World	40'800	5'000	14.0	35'799
	<b>Total</b>	<b>434'856</b>	<b>63'690</b>	<b>17.2</b>	<b>371'374</b>

Portugal ainda está longe do nível de potência instalada que a China tem, não só por este país ser de grandes dimensões como economicamente é uma potência mundial. Ao nível Europeu, como a Tabela 3 apresenta Portugal ficou em 8º classificado, ainda distante da Alemanha que está em primeiro lugar a nível Europeu [24].

Neste ano a REN informou que atingiu no dia 2 de Janeiro de 2017 o valor máximo instantâneo de 4532 MW só na produção de energia eólica, o antigo valor máximo histórico era de 4453 MW no dia 21 de Novembro de 2016. Como se pode constatar Portugal tem apostado nesta energia e com o melhoramento tecnológico e com a construção de turbinas com maior potência, Portugal pode aumentar de ano para ano esta fonte de energia e continuar a estar no top mundial durante muitos anos [25].

### 4.3 BIOMASSA

Ao longo dos anos têm surgido diversos protocolos entre os países de todo o Mundo no sentido de minimizar as emissões de gases com efeito de estufa, e nesse sentido tem sido

prioritária a implementação de centrais de energia renovável. As fontes de energia são consideradas renováveis quando provêm de ciclos naturais, não comprometendo assim o balanço térmico do planeta e podendo ser consideradas inesgotáveis.

O processo de combustão de biomassa engloba a libertação de dióxido de carbono para a atmosfera, podendo este ser novamente absorvido por plantas que se encontram em crescimento. Este processo cíclico é designado usualmente por ciclo do carbono, podendo ser repetido indefinidamente, desde que seja feito de uma forma sustentável e sem comprometer o equilíbrio dos ecossistemas. Apesar de muitas vezes esquecida, a biomassa é uma fonte de energia renovável, uma vez que, a produção de resíduos é inerente ao homem, ou seja, havendo homem haverá potencial de biomassa.

Para obter energia primária necessária podem ser aproveitados resíduos resultantes da agricultura ou das agropecuárias, resíduos e efluentes industriais e resíduos florestais:

- Resíduos agrícolas e das indústrias agroalimentares;
- Estrume animal proveniente das explorações pecuárias;
- A fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos;
- Culturas e plantações energéticas;
- Materiais obtidos da limpeza das florestas, incluindo ramos;
- Madeira sem valor comercial proveniente de áreas percorridas por incêndios;
- Resíduos e os desperdícios das unidades de transformação da madeira.

Esta tecnologia é caracterizada por ter um efeito leve sobre o meio ambiente, uma vez que a emissão de dióxido de carbono durante a transformação de energia é reduzida, além disso, os resíduos resultantes desta mesma transformação são pouco agressivos para o meio ambiente podendo em algumas situações serem utilizadas como fertilizantes ou corretores de solos.

Apesar de esta tecnologia renovável permitir a disponibilidade constante da potência instalada e capacidade de modelação, sendo assim designada não intermitente, apresenta menor poder calorífico quando comparado com centrais termoelétricas de fonte de energia

não renovável. Outra desvantagem inerente da biomassa prende-se com a dificuldade do transporte e armazenamento desta energia primária, uma vez que, apesar de a matéria-prima ser gratuita é necessário recolher, processar e transportar esta mesma até aos locais de utilização.

É também comum transformar a biomassa em diferentes tipos de biocombustíveis, como derivados líquidos ou gasoso. Podem-se encontrar três tipos de conversões: conversão termoquímica, conversão bioquímica e a conversão físico-química [26], [27].

#### 4.3.1 EVOLUÇÃO DA BIOMASSA EM PORTUGAL

Uma vez que a percentagem de território florestal em Portugal é elevada cerca de 35 %, a obtenção de biomassa sólida tem um custo reduzido, o que é um aspeto importante quando se fala desta tecnologia [27].

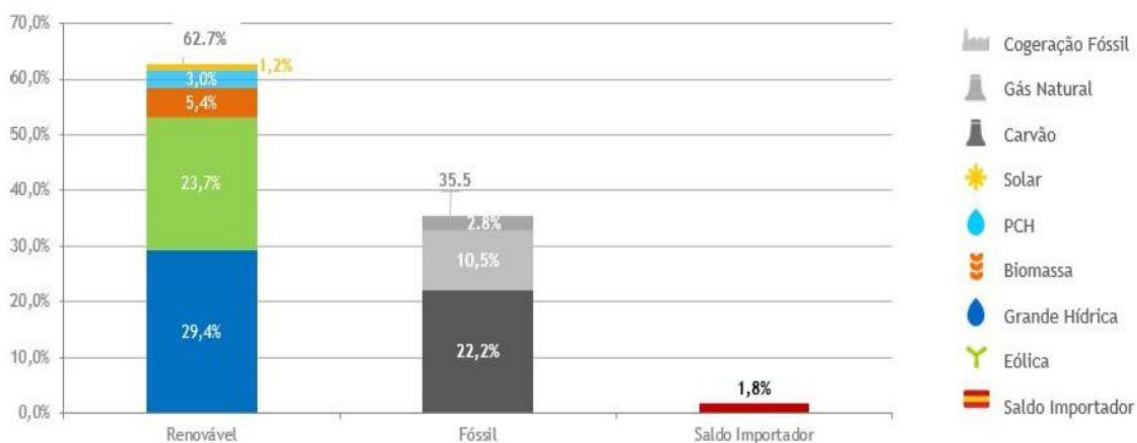


Figura 12 - Percentagem das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2014 [28]

A biomassa enquadra-se nas “outras renováveis”, representando estas apenas 5,4 % como se pode ver na Figura 12, em 2014 da energia destinada à produção de energia elétrica, no entanto, esta forma de energia é muito utilizada na transformação em outras formas de energia, como energia térmica, representando aproximadamente metade da energia obtida de fontes de energia renovável, possibilitando uma redução da dependência energética nacional.

Em Portugal existem cerca de 15 centrais, estando a maioria delas situadas na região centro do país, e incorporam uma potência total instalada de 700 MW [29].

### **4.3.2 PERSPETIVA FUTURA DA BIOMASSA**

A biomassa desempenha um papel residual na produção de energia elétrica em Portugal, pelo que existem algumas medidas que podem ser implementadas no sentido de aumentar e melhorar as centrais de biomassa neste país. Existe o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), este plano enquadra num vasto conjunto de medidas que visam cumprir as metas europeias traçadas para 2020 [30].

Uma das metas deste plano é a criação de uma rede descentralizada de centrais de biomassa, assim como o reforço de potência instalada em centrais de biomassa, promovendo a melhoria da gestão do sistema electroprodutor e da segurança do abastecimento. É de realçar também que estão previstos incentivos ao desenvolvimento da utilização energética da biomassa, sobretudo florestal, em particular no apoio aos equipamentos de biomassa para aquecimento, e promover a instalação em edifícios para fins de climatização [30].

Estão previstas medidas de valorização de biomassa florestal bem como a atribuição de incentivos a aplicar às centrais dedicadas a biomassa florestal. Em Portugal a potência instalada é de 735 MW, mas está previsto que em 2020, a potência instalada deva aumentar para os 769 MW. Outro fator a ter em conta nas novas centrais prender-se-á com a localização das centrais, pois este fator pode colmatar lacunas relacionadas com o transporte da biomassa [26].

## **4.4 CONCLUSÃO**

Portugal tem apostado nestas fontes de produção de energia não só por serem energias renováveis, mas porque têm vindo a desempenhar um papel importante no setor da energia elétrica mundial. Como se pode verificar Portugal tem apostado nos últimos anos no crescimento destas energias, ano após ano, sendo que a potência instalada destas fontes de produção de energias tem vindo a aumentar.

Os aproveitamentos hídricos nos últimos tempos sofreram algumas alterações, foram reforçadas as barragens existentes com aumentos de capacidade, mas ainda assim existem algumas construções de barragens como os casos de Foz Tua e Fridão. Na energia eólica e de biomassa, Portugal tem aumentado de ano para ano a capacidade instalada destas energias, devido ao aumento do consumo.

Devido às exigências europeias ao nível da dependência energética e do problema ambiental em todo o mundo, Portugal tem estado a melhorar as suas fontes de energia para cumprir com as metas estabelecidas.

## **CAPÍTULO 5**

### **5. ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO EM PORTUGAL**

#### **5.1 DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA**

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) é um órgão público cuja missão é contribuir para a conceção, promoção, avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, alertar aos cidadãos para a importância das políticas praticadas e informando-os sobre as ferramentas disponíveis para a implementação das decisões políticas.

As competências da DGEG têm como finalidade, ajudar a definir, realizar e avaliar as políticas energéticas, estar presente na elaboração do enquadramento legislativo e regulamentar na parte da produção, transporte, distribuição e utilização de energia, especificamente na área de segurança de abastecimento, diversificação das fontes energéticas e na eficiência energética [31].

#### **5.2 ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS**

A ERSE é a entidade responsável pela regulação do setor da energia em Portugal, bem como da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica, em conformidade com o disposto no regime de enquadramento das entidades reguladoras, e na regulamentação aplicável, ao nível nacional bem como da União Europeia.

As competências da ERSE abrangem todo o setor energético, destacando-se os seguintes regulamentos no âmbito do SEN, Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário, Regulamento da Qualidade de Serviço e o Regulamento de Operações das Redes, estes regulamentos vão ser mais desenvolvidos mais à frente.

Os objetivos da ERSE são promover a eficiência e a racionalidade das atividades dos setores regulados. Tem como responsabilidade [32]:

- Proteger os direitos e os interesses dos consumidores, em particular dos clientes finais economicamente vulneráveis, em relação a preços, à forma e qualidade da

prestação de serviços, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação;

- Assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente;
- Velar pelo cumprimento, por parte dos agentes do setor, das obrigações de serviço público e demais obrigações estabelecidas na lei e nos regulamentos aplicáveis aos setores regulados;
- Monitorizar os planos de investimento dos operadores das Redes de Transporte de eletricidade e apresentar no seu relatório anual uma apreciação dos referidos planos, em particular no que se refere à conformidade com o plano de desenvolvimento de rede à escala da União Europeia;
- Monitorizar o investimento em capacidade de produção de eletricidade, tendo por objetivo assegurar a segurança do abastecimento;
- Garantir, através da sua atividade reguladora, a existência de condições que permitam satisfazer, de forma eficiente, a procura de eletricidade;
- Cooperar com a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e com as entidades reguladoras no setor da energia e de mercados financeiros da União Europeia, velando pela transparência e integridade dos mercados e aplicando os regulamentos e sanções legalmente previstos;
- Proceder à certificação do operador da RNT, nos termos previstos na legislação aplicável, com o objetivo de avaliar o cumprimento das condições legalmente estabelecidas;
- Acompanhar e fiscalizar o cumprimento das condições da certificação do operador da RNT, nos termos em que foram concedidas e sempre que aplicável nos termos da lei, proceder à reapreciação da referida certificação.

### **5.2.1 REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES**

Este regulamento foi criado para identificar as disposições relativas às condições técnicas e comerciais a que se regem no acesso às redes e às interligações. Informa quais são as entidades que tem permissão de acesso às redes e de como se deve utilizar as interligações.

Os temas principais que estão escritos no Regulamento de acesso às Redes e às Interligações (RARI) são os seguintes, a partir de 2007 o mercado de eletricidade abriu portas ao aparecimento de novos fornecedores de fora do país e teve que ser criado um regulamento para esta situação em particular, em que informa que o direito de acesso às redes e às interligações é realizado no momento e é reconhecido a todas as entidades aquando o processo de ligação às redes se iniciar. Como é habitual nestas situações, existe a assinatura de contrato para ter acesso ao uso da rede elétrica, bem como a sua duração, suspensão, cessação bem como a garantia de serviço. Neste regulamento refere que os operadores das redes devem prestar informações técnicas sobre as características das redes e interligações aos agentes de mercado e às entidades competentes. Neste regulamento menciona que os operadores das redes devem ser retribuídos pelas instalações e equipamentos elétricos, por isso é aplicado uma tarifa de acesso às redes que estão publicadas no Regulamento Tarifário, este regulamento vai ser mencionado mais à frente. No regulamento prevê o ajustamento para perdas na rede elétrica, devem informar a quantidade de energia que é introduzida na rede por parte dos mercados existentes para efeitos de tarifas, estas quantidades de energia são faturadas consoante o nível de tensão [33].

### **5.2.2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS**

Este regulamento tem o intuito de assegurar a gestão dos fluxos de eletricidade na RNT, permitindo que sejam minimizadas as eventuais falhas que possam ocorrer na rede, os operadores das Redes de Transporte devem monitorizar os centros electroprodutores para saberem se existe produção suficiente para o momento, para que não haja indisponibilidade em algum local, e para colocar ou desativar algum centro electroprodutor, o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), tem como finalidade que todos sejam informados sobre as características técnicas das instalações que estão ligadas à RNT e a RND.

O RRC tem como assunto identificar quem opera no setor elétrico e quais são as funções que estão a desempenhar, como está a ser gerido as relações comerciais com os intervenientes que operam na Rede de Transporte e de Distribuição, com os produtores, com

os comercializadores no que diz respeito à faturação e de pagamentos, refere que devem ser disponibilizados todos os dados sobre faturação do acesso às redes e dos valores de energia.

O operador da Rede que Transporte (ORT) de energia elétrica deve garantir todas as condições técnicas e económicas, deve delinear e projetar o melhoramento da Rede de Transporte e da sua interligação com outras redes, permitindo que a energia elétrica circule desde o ponto de produção até ao ponto de entrega, desde que seja feito dentro de todos os parâmetros legais estabelecidos. O operador da rede necessita de projetar possíveis pontos de entregas que possam aparecer a longo prazo, por isso não podem colocar linhas com pouca capacidade que no futuro podem ficar desatualizadas, devem inspecionar periodicamente as Redes de Transporte, registar todas as situações de falhas das linhas para que sejam revistas e melhoradas no futuro [34].

### **5.2.3 REGULAMENTO TARIFÁRIO**

Este regulamento informa quais são as regras e os procedimentos para a obtenção das tarifas e preços de energia elétrica que são depois cobradas pelas empresas reguladas que operam no mercado, este regulamento pretende que as empresas melhorem, sejam mais eficientes e que sejam economicamente rentáveis, as tarifas que estão presentes no regulamento são aplicáveis da seguinte forma: os electroprodutores produzem energia elétrica e tem de colocar essa energia na Rede de Distribuição e existe uma tarifa, no seguimento deste trânsito de energia há uma tarifa na troca de energia entre a RNT e os operadores das redes que estão a operar o mercado na distribuição de energia para consumidores de Baixa Tensão (BT), para os diferentes níveis de tensão que são entregues aos consumidores de último recurso no caso em MT e de AT, a entidade que opera na transmissão de energia elétrica recebe uma tarifa das outras entidades por estar a usufruir da sua rede de transmissão, e acontece o mesmo para a Rede de Distribuição.

As tarifas que são aplicadas em Portugal são as seguintes:

- Tarifas de Acesso às Redes;
- Tarifa Social de Acesso às Redes;
- Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do Comercializadores de Último Recurso;

- Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso;
- Tarifa de Energia;
- Tarifa de Uso Global do Sistema;
- Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores;
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em Muito Alta Tensão;
  - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT;
- Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição:
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT;
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT;
  - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT;
- Tarifas de Comercialização:
  - Tarifa de Comercialização em AT e MT;
  - Tarifa de Comercialização em Baixa Tensão Especial;
  - Tarifa de Comercialização em Baixa Tensão Normal.

Como já referido anteriormente existe uma tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) pelo ORT aos PRO e aos PRE pela colocação de energia na Rede de Transporte quer na Rede de Distribuição, as tarifas no URT em MAT quer em AT devem ter uma componente de valorização monetária pela permissão de transporte de energia por parte da entidade responsável por este objetivo. As tarifas que são aplicadas ao URT são três, as tarifas de URT do ORT que são colocadas às entradas na RNT e na RND, ainda a tarifa de URT em MAT para as entregas que são realizadas em MAT e por fim a tarifa de URT em AT para as restantes tensões. Os preços da tarifa de URT em AT são aplicados à saída da RNT.

Os operadores da Rede de Transporte têm de pagar as tarifas de Venda do ORT ao ORD em MT e AT, esta tarifa é baseada em duas componentes que são a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e as tarifas de URT, mas estas são subdivididas em 2 formas, a tarifa de URT em MAT, para as entregas em MAT e a tarifa de URT em AT, para as outras entregas. Os preços da energia reativa capacitiva e indutiva são definidos em €/kvarh [35].

#### **5.2.4 REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

O consumidor deve ter acesso a um serviço com qualidade e fiabilidade. Mas não é possível ter um sistema sem variações pelo que é necessário estabelecer limites para essas mesmas variações, sendo da responsabilidade das entidades reguladoras estabelecer esses limites e garantir o cumprimento dos mesmos por parte das entidades envolvidas no SEN.

A ERSE, como entidade responsável por regulamentar o setor energético, apresenta um documento no qual estão representados os limites admissíveis para as variações que é o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

Este documento tem como objetivo estabelecer as obrigações da qualidade de serviço ao nível técnico e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no SEN, e estabelece restrições a que devem estar sujeitas. O nível técnico é referente à continuidade de serviço, e o nível comercial é relativo às perturbações no sistema elétrico.

Está disposto no RQS o âmbito de aplicação das disposições do mesmo, sendo as seguintes:

- Fornecimento de energia elétrica a cliente;
- Prestação do serviço de transporte de energia elétrica;
- Prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;
- Produção de energia elétrica por entidades com instalações fisicamente ligadas às redes do SEN;
- Utilização de energia elétrica.

No RQS as entidades responsáveis são [36]:

- Operador da Rede de Transporte de Portugal;

- Os operadores das Redes de Distribuição de Portugal;
- Os Comercializadores de Último Recurso;
- Os comercializadores;
- Os clientes;
- Os produtores com instalações ligadas às redes do SEN.

### **5.2.5 REGULAMENTO DE OPERAÇÕES DAS REDES**

Para que as redes tenham um bom funcionamento a entidade reguladora criou um documento de modo a que as entidades competentes cumpram com os objetivos propostos, estes devem criar condições de maneira a que não exista falhas nas ligações com as redes a que estão ligadas, os operadores de rede devem averiguar as indisponibilidades dos maiores centros electroprodutores para alterar os planos de indisponibilidade dos centros electroprodutores, os operadores de rede devem ter acesso às informações técnicas das instalações ligadas à RNT e às Redes de Distribuição para obterem dados.

Para as operações na rede é necessário haver uma boa gestão das operações para que não haja falhas, é por isso que o ORT teve de criar a Gestão Global do Sistema (GGS), a entidade responsável fica a cargo como Gestor Técnico Global do Sistema, isto é, garante a coordenação do funcionamento das instalações do SEN, garante a segurança e o fornecimento de energia elétrica às instalações do SEN, e deve cumprir com os termos que estão escritos na legislação.

Como já referido anteriormente para que seja possível ter valores mínimos de qualidade de serviço para a energia elétrica é necessário ter em conta alguns serviços, a regulação de tensão, a regulação primária de frequência e a manutenção da estabilidade, estes serviços não são remunerados. Ainda existe outro tipo de serviço, que são os complementares, são a reserva secundária, reserva de regulação, compensação síncrona, compensação estática, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e o telearranque, estes serviços podem ser remunerados [37].

## **5.2.6 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

Este manual tem como objetivo assegurar que são cumpridos todos os parâmetros de segurança e de funcionamento da rede elétrica. Neste documento estão definidos quais são os níveis de carga permitidos nas linhas e nos transformadores, as reservas de regulação que devem existir para que no caso de uma alteração dos valores de energia entre a produção e o consumo não provoque falhas na rede elétrica.

As variáveis de controlo da segurança que existe no sistema elétrico são as seguintes, frequência do sistema, tensões nos nós da Rede de Transporte, níveis de carga nos diferentes elementos da Rede de Transporte e as reservas de regulação. No que refere ao controlo nos nós, a GGS, informa no momento quais as instruções que devem realizar para conseguir controlar a tensão, os procedimentos são os seguintes: colocar ou absorver potência reativa pelos geradores, no espaço de tempo que está definido no Regulamento da Rede de Transporte, este serviço, ainda refere que este é um serviço de sistema obrigatório e que não é remunerado, o principal foco é estabilizar as tensões em cada nó, grupos de bombagem e compensadores síncronos, podem realizar alterações nos equipamentos de compensação de energia reativa, outra instrução é ligar ou desligar as baterias de condensadores, realizarem manobras nas linhas e mudarem nas tomadas de regulação nos transformadores [38].

## **5.3 CONCLUSÃO**

Na fase inicial, o setor elétrico foi organizado num monopólio. Mas com o desenvolvimento e evolução do setor criou-se uma reestruturação para uma aproximação mais efetiva entre as entidades produtoras e as entidades comercializadoras.

Para regular o serviço energético foram criadas duas entidades, a ERSE e a DGEG, estes dois órgãos têm como objetivos proteger os consumidores, mas com objetivos diferentes, o DGEG tem como finalidade promover estratégias para a energia e fiscalização do país, no que diz respeito à ERSE o objetivo é proteger da melhor forma os interesses dos consumidores, em particular os preços e a qualidade de serviço. A ERSE elaborou os regulamentos estudados neste capítulo, cada regulamento é específico e descreve o que cada entidade responsável deve realizar, em todos os períodos de regulamentação a ERSE divulga na sua plataforma todos os regulamentos para que os consumidores possam visualizar o que está a ser regulamentado.

## **CAPÍTULO 6**

### **6. MERCADO DE ELETRICIDADE**

#### **6.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA**

Em Portugal até há muito pouco tempo só existia um único operador que produzia e vendia a energia elétrica no mercado regulado, a regulação era realizada por uma tarifa que era proposta pela ERSE, esta tarifa ia desde a produção, transporte e distribuição.

A liberalização do setor da eletricidade aconteceu em 2003, pela Diretiva 2003/54/CE que determinou regras comuns para o mercado interno de eletricidade, nomeadamente, estabelecimento de regras comuns para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de energia elétrica.

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), entrou em funcionamento para todo o sistema elétrico a partir de 1 Julho de 2007, este mercado tem por base o modelo que era utilizado em Espanha, e como esta dividido em duas áreas geográficas existem duas entidades responsáveis, o Operador do Mercado Ibérico de Energia Espanhola (OMIE), que gere o mercado diário e o intradiário entre os dois países e o Operador do Mercado Ibérico de Energia Português (OMIP), que é responsável pelo mercado a prazo [39], [40].

##### **6.1.1 MERCADO DIÁRIO**

Este tipo de mercado diz respeito à compra e venda de eletricidade por partes dos agentes do mercado para o dia seguinte ao do negócio. Este mercado ocorre para cada uma das 24 horas do dia e para todos os dias do ano. O OMIE gere o mercado de eletricidade, os vendedores estão obrigados a aderir às regras de funcionamento do mercado de produção de energia elétrica através de um contrato de adesão. Os compradores são os distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e os agentes, todos estes têm de estar autorizados por parte do MIBEL, se existir um aumento ou diminuição dos preços sem ter uma explicação razoável a entidade reguladora pode pedir explicações sobre o que se sucedeu e atuar de acordo com a regulamentação existente.

O preço de mercado é o ponto de cruzamento entre a oferta e a procura, este tipo de organização é chamado por modelo em *pool*, os agentes compradores divulgam as quantidades de energia que necessitam em função da apreciação que realizam do benefício

dessa energia elétrica até uma determinada escala de preço, como se pode verificar na Figura 13.

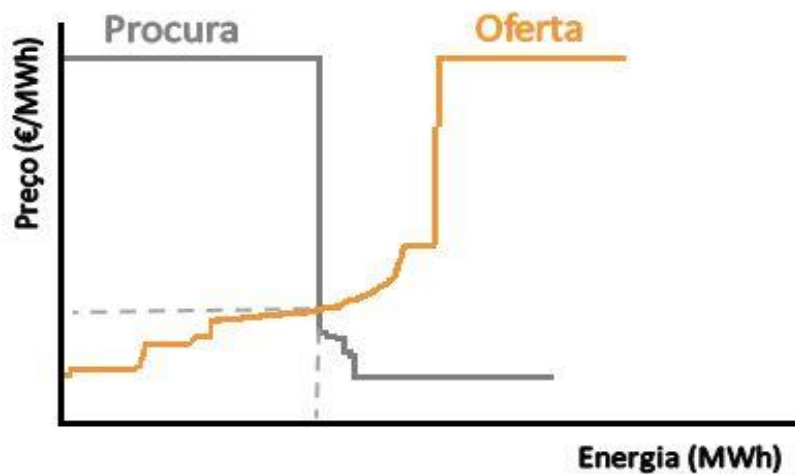


Figura 13 - Curvas de oferta e procura [40]

É encontrado por meio de um sistema em que se ordenam de forma crescente de preço as ofertas de venda e por outro lado em forma decrescente de preço as ofertas de compra de eletricidade para a mesma altura, o ponto de interseção das curvas corresponde ao preço de mercado.

### 6.1.2 MERCADO INTRADIÁRIO

O mercado intradiário serve para fazer ajustes ao plano do mercado diário, mas apesar disso tem um funcionamento muito similar ao mercado diário. A hora de negociação considerada é relativa à hora legal espanhola, pois este mercado é gerido pelo OMIE. Neste mercado faz-se aquisição de eletricidade para acertar as quantidades energéticas necessárias para um determinado dia, em função do consumo não previsto dos clientes. Neste mercado assegurar-se-á que não exista nenhuma oferta que origine o não cumprimento dos regulamentos impostas pelo operador do sistema. Para este mercado existe 6 sessões diárias de negociações, como se pode constatar na figura seguinte:



**Figura 14 - Horas de negociações no mercado intradiário [40]**

Como se pode verificar na Figura 14, a primeira negociação de preço para as últimas 4 horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação, a segunda sessão forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação, a terceira sessão forma preço entre a hora 5 e a hora 24, a quarta entre a hora 8 e a hora 24, a quinta sessão forma preço entre a hora 12 e a hora 24 e a última sessão forma preço entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

Como no mercado diário, o mercado intradiário funciona entre os agentes registados, envolvendo compra e venda, e assinalando a cada oferta por sessão o dia e a hora, o preço e a quantidade de energia [40].

## 6.2 SERVIÇOS DE SISTEMA

O setor elétrico tem sofrido uma constante reestruturação ao longo dos tempos, desde a alteração do paradigma passando pela liberalização dos mercados de energia ou mesmo inserção de energias renováveis conduzem a uma maior transparência no que diz respeito ao SEN. Desta forma para uma resposta célere às solicitações dos consumidores é necessário ter um sistema que seja capaz de responder, num intervalo de tempo reduzido, à variação do consumo energético.

Surgem assim os operadores de sistema, que constituem o serviço de sistema, cujo objetivo é contribuir para a adequada exploração de energia elétrica, principalmente no que se refere à fiabilidade e segurança no SEN. Os serviços de sistema são responsáveis por fornecer os seguintes serviços:

- Resolução de restrições técnicas;

- Controlo de frequência;
- Controlo de tensão;
- Reposição de Serviço/*Black-Start*.

### **6.2.1 RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS**

A resolução de restrições técnicas relativas à gestão do sistema estão diretamente ligadas ao fornecimento de energia elétrica, visando a fiabilidade, qualidade e segurança do sistema. Estas podem ser distinguidas, dependendo do seu horizonte temporal, em três processos de resolução de restrições:

- Resolução de restrições técnicas resultantes do mercado diário;
- Resolução de restrições técnicas resultantes do mercado intradiário;
- Resolução de restrições técnicas em tempo real.

A resolução restrições técnicas está relacionada com a capacidade de resposta dos programas dos mercados diários e intradiários, e com a operação eficiente do sistema em tempo real.

No que diz respeito ao mercado diário o programa resulta de uma junção entre este e os contratos bilaterais determinados pelos seus intervenientes, incidindo, neste caso, sobre a oferta e procura de mercado, encontrando-se diretamente ligado às unidades de produção e bombagem, garantindo uma minimização do preço.

No que diz respeito a esta restrição pode-se ainda subdividir em duas partes, por um lado, a subida e descida de energia, relacionada com os redespachos, por outro lado, a reprogramação das unidades de programação e de bombagem, focando-se na eliminação de um possível desequilíbrio entre a energia produzida e a consumida.

No mercado intradiário, o processo de resolução de restrições é executado sobre cada uma das seções já diárias referidas anteriormente, passado a sua resolução por uma supressão de ofertas que possam estar na origem dessas mesmas restrições, mitigando assim um possível custo adicional nestas situações.

## **6.2.2 CONTROLO DE FREQUÊNCIA**

O controlo de frequência é referente à circunstância de a energia elétrica ser produzida e consumida na mesma altura, se existir uma mudança de carga vai originar uma variação de produção e como resultado leva a uma alteração de frequência. Para prevenir esta alteração de frequência são ligadas fontes de potência ativa, existem três tipos:

- Reserva de Regulação Primária - baseia-se na atuação dos reguladores de velocidade dos grupos geradores, de forma a retificar automaticamente os desvios entre produção e consumo;
- Reserva de Regulação Secundária - num curto espaço de tempo faz-se a ativação de geradores que injetam energia na rede para retificar os desvios de energia;
- Reserva de Regulação Terciária - tem o intuito de estabelecer a reserva de regulação secundária, num curto espaço de tempo, cerca de 15 minutos, e pode também durar 2 horas consecutivas.

No que diz respeito à frequência, a regulação desta é uma parte fulcral dos Operadores de Sistema, pois a existência de desequilíbrios entre produção e consumo podem fazer variar os valores desta, desrespeitando os limites impostos.

## **6.2.3 CONTROLO DE TENSÃO**

O controlo de tensão tem a função de precaver variações de tensão, mantendo a tensão nos limites que estão previamente estabelecidos. O controlo é realizado nos centros de produção através da variação de energia reativa.

A necessidade de efetuar o controlo de tensão encontra-se relacionado com três situações:

- Os equipamentos utilizados pelos consumidores finais e os equipamentos utilizados no sistema de energia estão operacionais dentro dos níveis de tensão, normalmente  $\pm 5\%$  da sua tensão nominal;
- A energia reativa consome recursos tanto ao nível da transmissão como da produção;
- O movimento de energia reativa dentro do sistema de transmissão provoca um aumento das perdas de potência ativa.

Nas pequenas cargas o sistema de transmissão de energia gera energia reativa cuja sua absorção é necessária, contudo nas cargas elevadas, o mesmo já não acontece, pois neste caso, existe um consumo excessivo de energia reativa, necessitando de uma rápida reposição. O controlo de tensão na Rede de Transporte é fundamental para controlar adequadamente a tensão nos nós, realizando assim as devidas operações de sistema segundo as condições de fiabilidade e segurança do sistema, bem como a qualidade exigida na entrega de energia ao consumidor final.

Os critérios segurança e de funcionamento que devem ser adequados para o correto desempenho dos operadores de sistema são:

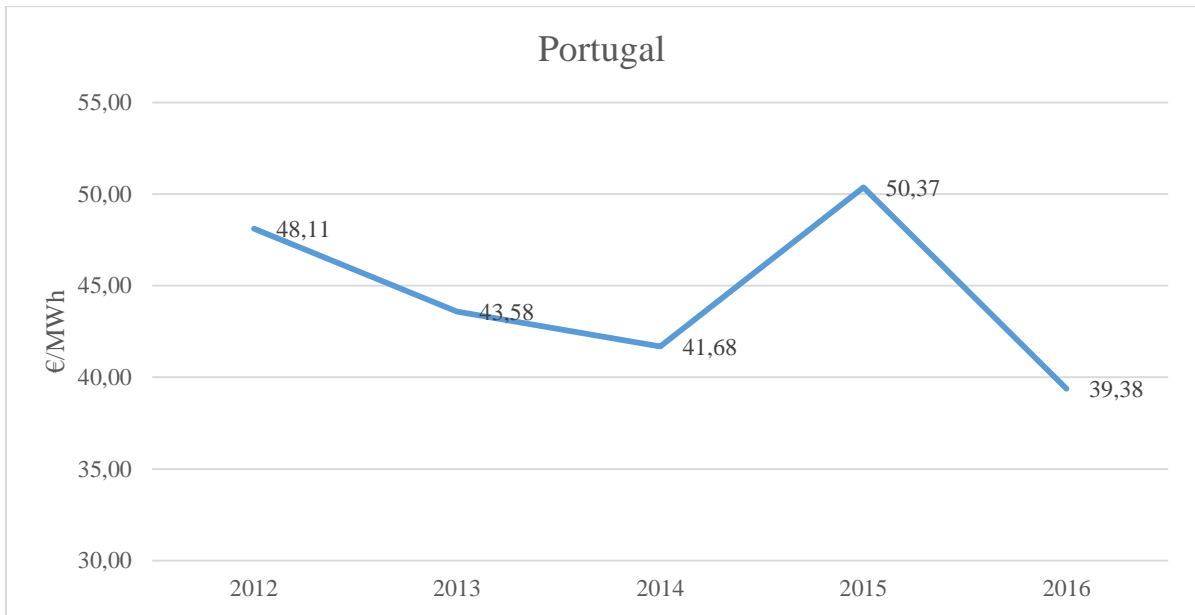
- Manobrar os elementos de compensação de energia reativa ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores ou ligados à Rede de Transporte;
- Ligar ou desligar baterias de condensadores;
- Coordenar manobras de linhas nas Redes de Transporte;
- Efetuar mudança nas tomadas de regulação dos transformadores.

#### **6.2.4 REPOSIÇÃO DE SERVIÇO**

O *Black-Start* é relacionado com a capacidade de uma unidade produtora alterar a condição de não operacionalidade para a condição de operacionalidade, sem recorrer à rede elétrica. É um serviço muito importante após a ocorrência de perturbações muito complicadas, devendo ser ligado de maneira a devolver a produção e transmissão de energia [41].

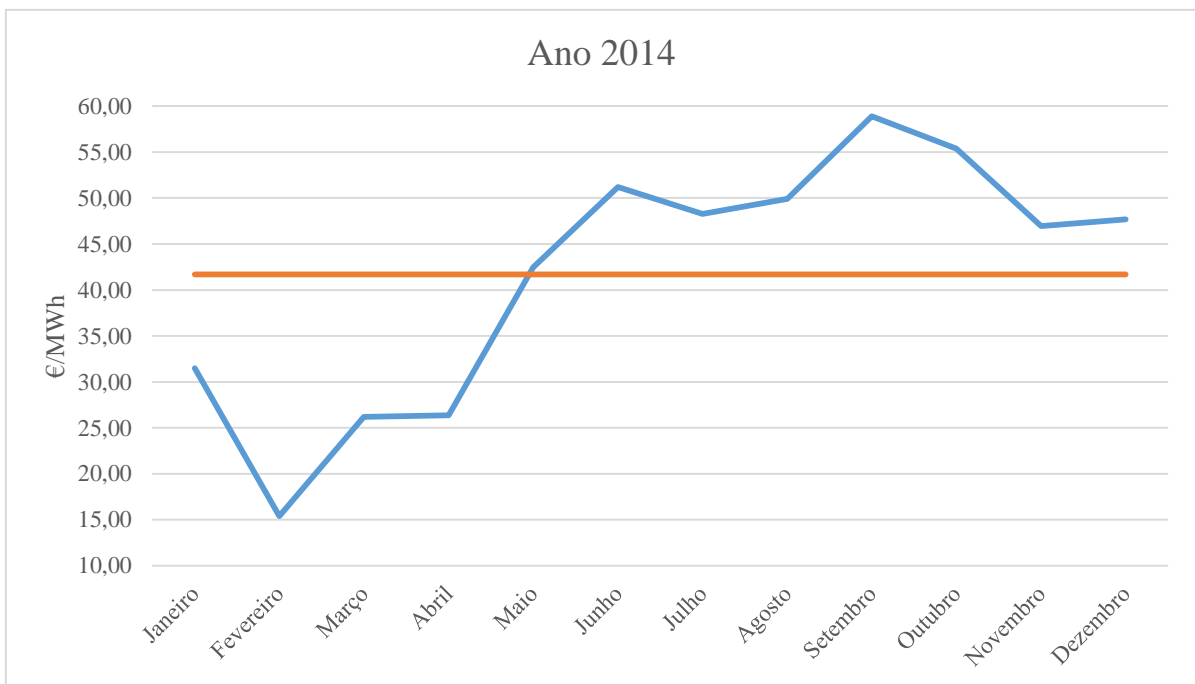
### **6.3 VARIAÇÃO DOS PREÇOS NO MERCADO DE ENERGIA**

A variação do preço da energia elétrica ao longo dos últimos 5 anos, compreendidos entre 1 de Janeiro de 2012 e 31 de Dezembro de 2016, no mercado *spot* em Portugal, pode-se verificar que os preços não evoluem de uma forma constante. No espaço de tempo entre a data acima referida constata-se que entre 2012 e 2014 o preço médio diminuiu, atingiu o valor médio de 41,68 €/MWh, no entanto em 2015 o preço médio subiu até aos 50,37 €/MWh e já em 2016 o preço médio voltou a diminuir atingindo o preço médio de 39,38 €/MWh, estes valores estão referenciados na Figura 15.



**Figura 15 - Preços médios do mercado diário em Portugal [42]**

O mês em que teve o preço médio mais baixo nestes anos estudados foi Fevereiro de 2014, que atingiu o preço médio de 15,39 €/MWh, como se pode verificar na Figura 16.



**Figura 16 - Evolução do preço médio no mercado diário no ano de 2014 [42]**

O preço médio de cada mês do ano de 2014 está apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Preço médio no mercado diário em 2014 em Portugal [38]

Mês	Preço Médio (€/MWh)
Janeiro	31,47
Fevereiro	15,39
Março	26,2
Abril	26,36
Maio	42,47
Junho	51,19
Julho	48,27
Agosto	49,91
Setembro	58,91
Outubro	55,38
Novembro	46,96
Dezembro	47,69

No que diz respeito ao preço médio mais alto destes anos, foi atingido no ano de 2013 no mês de Dezembro, com o preço médio de 62,99 €/MWh, este valor pode ser verificado na Figura 17.

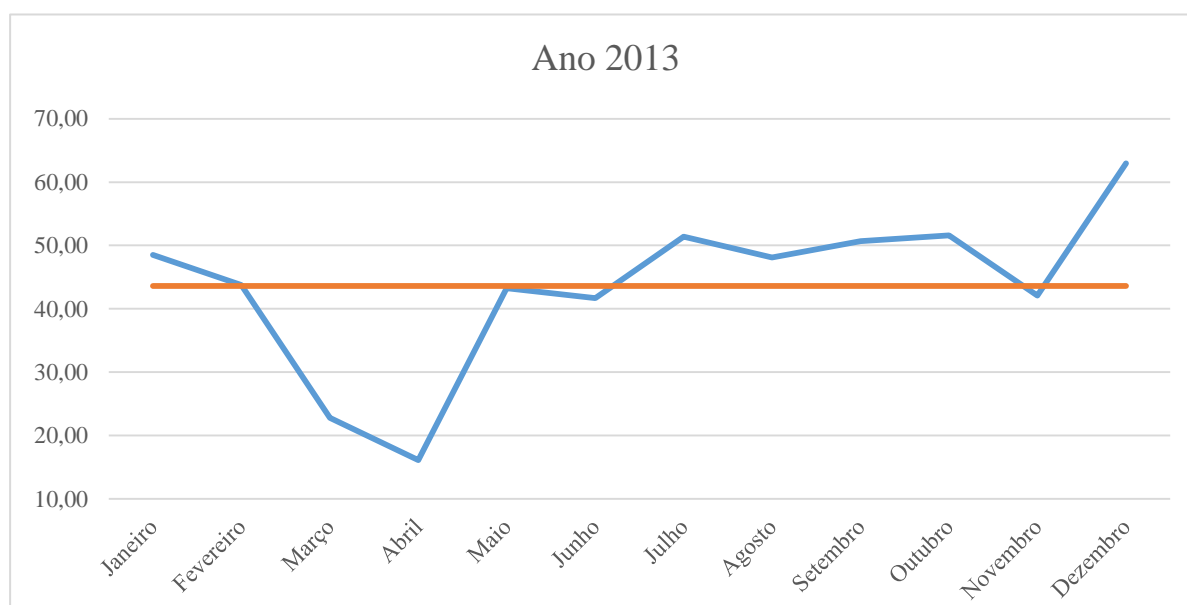


Figura 17 - Evolução do preço médio no mercado diário no ano de 2013 [42]

O preço médio de cada mês do ano de 2013 está apresentado na Tabela 5.

**Tabela 5 - Preço médio no mercado diário em 2013 em Portugal [42]**

<b>Mês</b>	<b>Preço Médio (€/MWh)</b>
Janeiro	48,53
Fevereiro	43,74
Março	22,79
Abril	16,08
Maio	43,25
Junho	41,7
Julho	51,4
Agosto	48,12
Setembro	50,68
Outubro	51,6
Novembro	42,1
Dezembro	62,99

A variação do preço ao longo do ano é significativa, como se pode verificar no ano de 2013, os valores estão compreendidos entre 16,08 €/MWh e os 62,99 €/MWh.

Para perceber melhor os preços da energia no mercado de energia elétrica, foram analisados os preços da energia elétrica disponíveis pelo OMIE, no espaço de tempo anteriormente referido, de modo a analisar todas as horas e perceber qual é o preço praticado em cada período de tempo, para se perceber melhor o preço. Foi analisado um curto espaço de tempo, a semana de 21 de Abril de 2013 até 28 de Abril do mesmo ano, é de referir que não há qualquer padrão para que o preço da energia elétrica seja uniforme, como se pode visualizar na Figura 18, o preço tem diferentes valores para a mesma hora em diferentes dias.

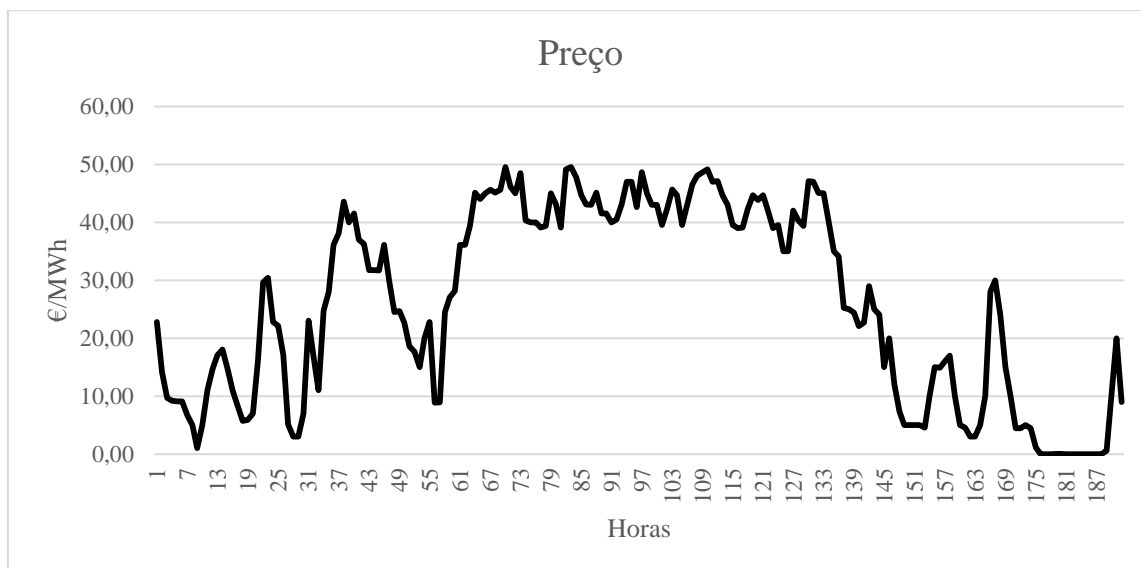


Figura 18 - Evolução do preço da energia elétrica nos dias 21 a 28 de Abril de 2013 [42]

É de referir que existem horas com variações de preços muito díspares, em que numa hora está a 0 €/MWh e passado 6 horas está a 110 €/MWh.

Conclui-se com a análise destes 5 anos que não existe relação em ser fim-de-semana ou semana, o mercado de energia segue inalterado com estes fatores.

## 6.4 EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ELETRICIDADE

O preço da eletricidade tem vindo a ser alterado todos os anos, e como se pode ver na Figura 19 o preço para os consumidores domésticos tem estado a aumentar.

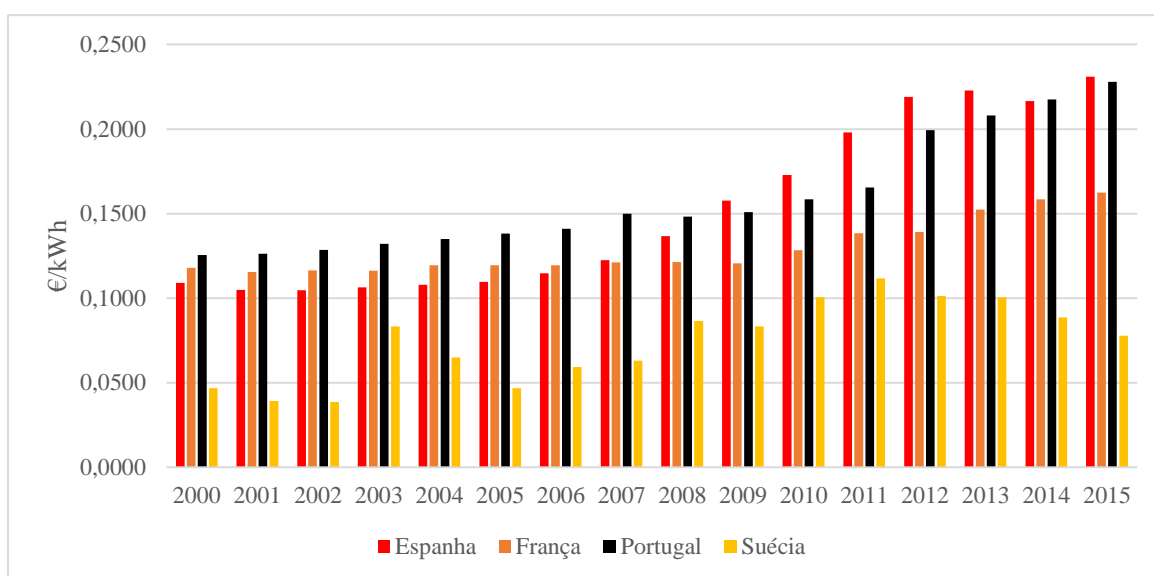


Figura 19 - Preço da eletricidade para os consumidores domésticos[43]

Como se pode verificar na figura anterior, a partir do ano de 2009 Espanha normalmente tem o preço de eletricidade mais alto que Portugal, estando estes dois no mesmo mercado, o MIBEL, a França não tem alterado muito o preço, subindo ligeiramente de ano para ano, no caso da Suécia é que é diferente, tem uma variação de preços ao longo destes anos, não tendo uma tendência para o que se pode suceder para os próximos anos.

## 6.5 COMPARAÇÃO COM OUTROS MERCADOS

Os mercados que vão ser alvo de comparação são os seguintes: Portugal, Alemanha, Espanha e o NordPool. Esta comparação é relativa aos anos de 2012 até 2016. Na Alemanha o setor elétrico foi liberalizado em 1998, os dados retirados para a obtenção dos resultados que irão ser posteriormente apresentados na Figura 20 foram obtidos através do *EPEX SPOT*, é uma plataforma em que opera o mercado do dia seguinte de eletricidade, através de leilões. Os dados de França também foram obtidos da mesma situação. No que diz respeito ao NordPool, é um mercado que é constituído por 4 países, Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia, os dados obtidos foram retirados da Plataforma do NordPool, e por fim os dados de energia de Portugal foram retirados do MIBEL.

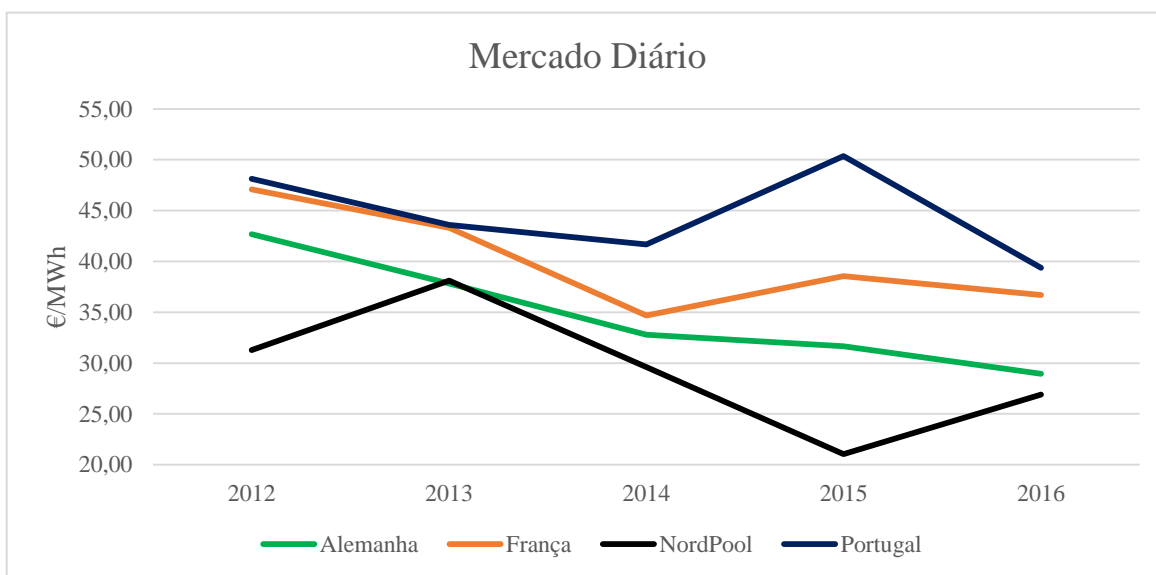


Figura 20 - Preços médios de energia [42], [44], [45]

É de salientar que Portugal é quem tem o preço médio mais alto dos restantes casos de estudo. No caso de Portugal, França e NordPool, os preços de eletricidade não têm uma tendência para estabilizar, no entanto na Alemanha o preço médio tem vindo a ser reduzido ao longo do tempo.

## **6.6 TARIFA RELATIVA AO TRANSPORTE**

A entidade concessionária da RNT fornece ao ORD em AT e MT, a energia elétrica que foi solicitada, tendo como compensação as tarifas que estão estabelecidas no Regulamento Tarifário.

## **6.7 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

A tarifa de UGS, a impor pelo ORT ao ORD em MT e AT é formado por duas componentes, a UGS I e UGS II.

A UGS I diz respeito aos custos que tem com a gestão do sistema, em que o preço de energia é igual em todo o período horário. Em relação à UGS II esta tarifa é aplicada pelo ORT ao ORD em AT e MT, para recuperar os custos das implementações das políticas energéticas e ambiental [46].

Os operadores da Rede de Distribuição também têm uma tarifa de UGS, como no caso no ORT. A tarifa de UGS que os operadores da Rede de Distribuição devem aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é constituído por duas componentes. As diferenças é que no caso da tarifa de UGS a aplicar pelo ORT ao ORD são medidas nos pontos de entrega da RNT, no entanto a tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da Rede de Distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades de energia medidas nos contadores dos clientes [46].

## **6.8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE**

As tarifas de URT que são aplicadas pelo ORD em AT e MT são compostas por preços de potência contratada, preços de energia ativa, por diferentes períodos horários, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. No Anexo 1 e Anexo 2 pode-se verificar que o preço da energia reativa indutiva é o mesmo que o da energia reativa capacitiva [46].

As tarifas de URT que devem ser aplicadas pelos operadores da Rede de Distribuição às entregas a clientes, do mercados livre e regulado, têm a mesma base tarifária que das tarifas de URT. A energia reativa indutiva e capacitiva não é remunerada na Rede de Transporte em AT. Os preços da tarifa de URT podem ser visualizados no Anexo 3 e Anexo 4 [46].

## **6.9 TARIFA AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Os operadores da Rede de Distribuição aplicam tarifas aos clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado. Os preços que são aplicados nos diferentes níveis de tensões e no tarifário que é utilizado, convertem-se os preços das tarifas, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para cada nível de tensão correspondente, por fatores de ajustamento para perdas [46].

## **6.10 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) são constituídas por preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa distintos pelo período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de energia das tarifas de URD são resultado da multiplicação dos preços marginais de energia pelo período horário, por fatores de ajustamento para perdas na Rede de Distribuição para cada nível de tensão. Os preços destas tarifas estão no Anexo 5 e Anexo 6 [46]:

É de salientar que em relação à tarifa de URT em AT, as tarifas da Rede de Distribuição são só correspondentes ao nível de tensão que é percorrida. Como se pode constatar no que diz respeito à energia reativa indutiva e capacitiva quando menor o nível tensão maior é o preço em €/Kvarh.

## **6.11 CONCLUSÃO**

A liberalização dos mercados de energia elétrica, a compra e venda de energia elétrica realiza-se na sua maioria no mercado diário. Quanto ao preço da energia elétrica no mercado diário é muito inconstante, devido a fatores como variação dos preços dos combustíveis, previsão de cargas e potência disponível na rede. Porventura daqui por algum tempo os consumidores finais poderão ser beneficiados por novos agentes comerciais, em que lhes possam garantir uma melhor qualidade de serviço com um preço mais baixo.

No que diz respeito ao preço da eletricidade para os consumidores domésticos é de referir que o preço tem aumentado anualmente. Em comparação com outros mercados europeus, Portugal é quem tem o preço mais alto. As tarifas que são aplicadas no URT para a energia reativa indutiva e capacitiva tem o mesmo valor, já em relação à Rede de Distribuição os preços de energia reativa indutiva e capacitiva são diferentes para cada nível de tensão.



## **CAPÍTULO 7**

### **7. ENERGIA ELÉTRICA EM 2017**

#### **7.1 QUANTIDADES DE ENERGIA ELÉTRICA**

Em MAT, as quantidades de energia, no que diz respeito à energia reativa medida nos pontos de entrega da RNT, foi verificado 63 124 238 kvarh de energia reativa indutiva e de energia reativa capacitiva 39 015 210 kvarh, estas quantidades encontram-se em anexo, do Anexo 7 ao Anexo 11, correspondem aos diferentes níveis de tensão do URT[47].

Na URT, em AT, não existe tarifa para este nível de tensão, mas é de realçar os valores que foram medidos para ter uma ideia das quantidades de energia que são utilizadas, em energia reativa indutiva cerca de 47 250 720 kvarh e de capacitiva 73 238 400 kvarh, estes valores podem ser verificados no Anexo 9 [47].

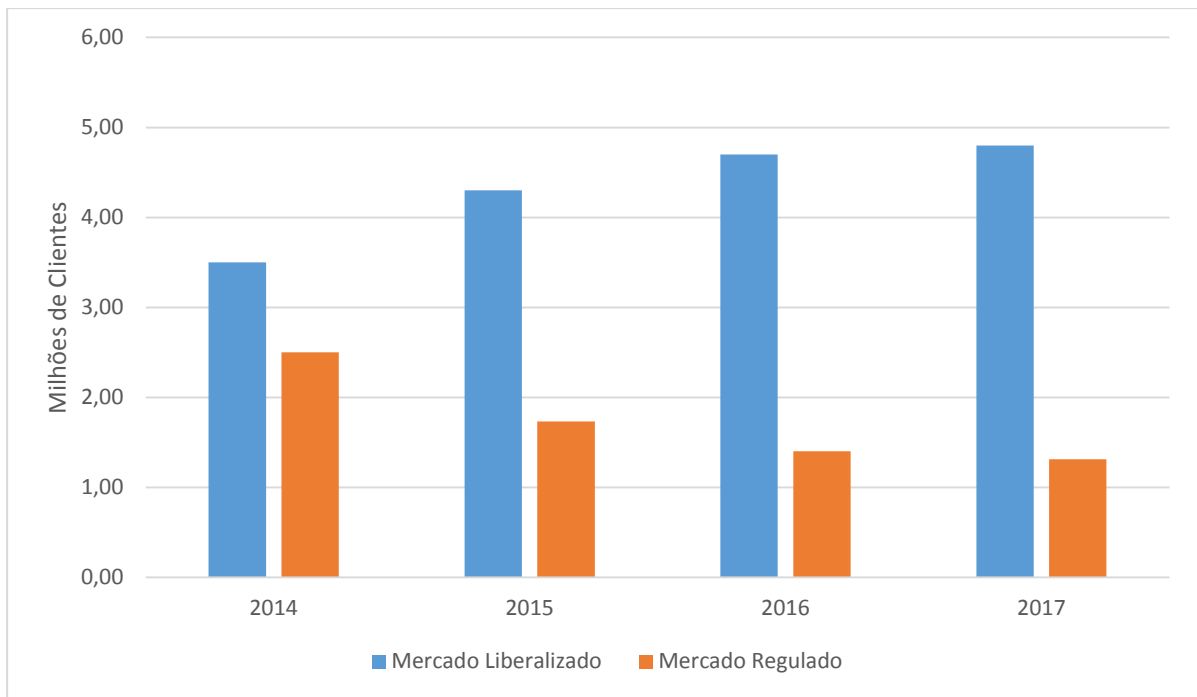
No que se refere ao URT já está tudo mencionado, e agora é o URD, para os três níveis de tensão, em relação à AT, as quantidades de energia reativa foram de 105 161 551 kvarh para a indutiva e 56 838 507 kvarh para a capacitiva [47].

Ainda na Rede de Distribuição temos as quantidades de energia para MT, em energia reativa indutiva são cerca de 549 486 606 kvarh, e de capacitiva 126 891 890 kvarh [47].

E por fim na Rede de Distribuição em BT temos as quantidades de energia reativa indutiva de 275 717 666 kvarh e cerca de 61 405 844 kvarh de energia reativa capacitiva [47].

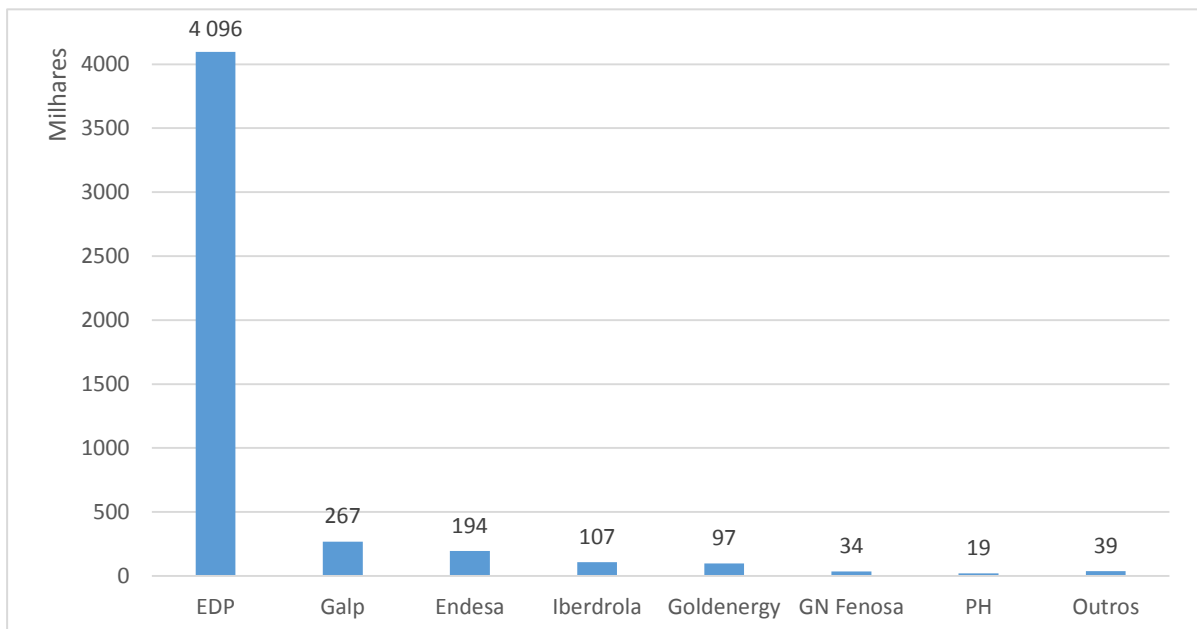
#### **7.2 MERCADO LIBERALIZADO EM 2017**

Até ao final de 2020 as tarifas transitórias estão disponíveis para os consumidores que ainda não estão no mercado liberalizado, ao longo de 2017 é previsível que os alguns consumidores mudem para o mercado liberalizado, visto que o prazo para mudarem está a chegar ao fim, em relação aos clientes em AT vão ter de mudar até ao final deste ano, aumentando o número de clientes no mercado liberalizado.



**Figura 21 - Número de clientes no Mercado Liberalizado e no Regulado [48]**

Na Figura 21 verifica-se que o número de clientes tem subido progressivamente, como se previa. No mercado liberalizado em Portugal existem cerca de 7 empresas com cota de mercado estando 4 852 913 clientes divididos por estas 7 empresas, estando o número de clientes de cada uma disponibilizado na Figura 22 [48].



**Figura 22 - Número de clientes no Mercado Liberalizado e no Regulado [48]**

Como se pode verificar na Figura 22, quem tem mais clientes no mercado liberalizado é a EDP Comercial com cerca de 4,1 milhões de clientes, no segundo lugar, ainda a uma grande

distância está a Galp com cerca de 267 mil clientes e no final do pódio está a Endesa com 194 mil clientes [48].

### **7.3 PREVISÃO PARA 2017**

A ERSE prevê que em 2017 no mercado liberalizado, por nível de tensão, a energia que irá ser consumida seja a seguinte: em MAT cerca de 2233 GWh, AT à volta de 6834 GWh, em MT 14596 GWh, no caso da BT está dividido por BTN e BTE, no primeiro caso cerca de 15178 GWh e no segundo 3210 GWh [47].

Com os valores que estão acima previstos para o mercado liberalizado falta saber quais são as tarifas aplicadas a cada nível de tensão. As quantidades de energia previstas encontram-se em anexo, do Anexo 12 ao Anexo 15.

Como se pode verificar no que diz respeito à energia reativa, as quantidades são: em indutiva é de 63 124 238 kvarh e de capacitiva é de 39 015 210 kvarh (Anexo 12) [47].

No caso do nível de tensão em AT a quantidade de energia reativa é de 104 186 754 kvarh e na capacitiva é 56 311 641 kvarh (Anexo 13) [47].

Na MT está previsto a maior quantidade de energia reativa indutiva e capacitiva de todos os níveis de tensão, como se pode verificar a quantidade é de 546 461 820 kvarh em relação à indutiva e 126 193 382 kvarh na capacitiva (Anexo 14) [47].

Por fim temos as quantidades de energia em BTE, em relação à energia reativa indutiva temos o valor de 267 416 594 kvarh, e na capacitiva temos 59 557 089 kvarh (Anexo 15) [47].

### **7.4 CONCLUSÃO**

Nos últimos anos o mercado liberalizado tem absorvido os consumidores que estavam no mercado regulado, como se sabe o mercado regulado acaba em 2020 e os consumidores que estão neste mercado, ao longo do tempo irão mudar para o mercado liberalizado. Os valores que se pode verificar neste capítulo sobre o mercado liberalizado é que estão a subir de ano para ano, a empresa que mais consumidores tem no mercado liberalizado é a EDP com cerca de 4,1 milhões de clientes.



## CAPÍTULO 8

### 8. EQUIPAMENTOS DE REGULAÇÃO

#### 8.1 CARATERÍSTICAS DE FUNCIONAMENTO

As redes de corrente alternada funcionam com tensões e frequências constantes, os valores que devem ser cumpridos estão no RQS. No caso da tensão o intervalo é de  $\pm 5\%$  do valor nominal da tensão, a tensão oscila consoante o valor do trânsito de potência reativa que se verifique na rede. Em relação à frequência, em Portugal é de 50 Hz.

O modelo simplificado do sistema de energia alimentado a uma carga reativa variável aplicando o teorema de Thévenin, está representado na Figura 23, em que  $V^0$  é a tensão em vazio e  $X_T$ , a reatância equivalente.

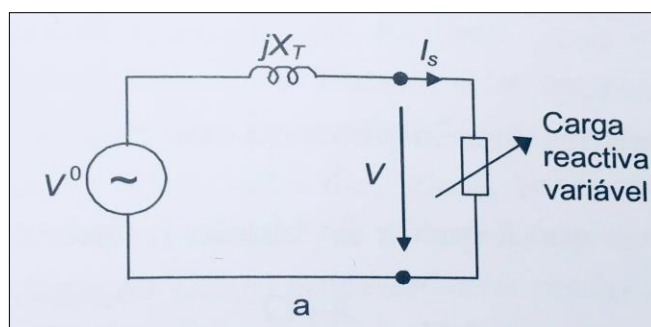


Figura 23 - Esquema equivalente de Thévenin [3]

Na regulação tensão-potência reativa utilizam-se equipamentos que fornecem ou absorvem potência reativa, esses equipamentos são: compensadores síncronos rotativos, compensadores síncronos, condensadores e bobinas em derivação e compensadores estáticos [36].

#### 8.2 COMPENSADORES SÍNCRONOS ROTATIVOS

Os compensadores síncronos rotativos são utilizados para colocar potência reativa para conseguirem estabilizar e recompor o sistema de regulação de tensão no circuito elétrico. A utilização de compensadores síncronos está a aumentar devido ao aumento de instalações de energia renovável, sendo que estas instalações provocam dificuldades nas redes elétricas e é por isso necessário a colocação de compensadores síncronos, ajudando a manter a tensão

estabilizada. Estes equipamentos são muito usados para garantir um melhor desempenho na transmissão de energia elétrica e com o objetivo de fornecer à rede a potência reativa pretendida pelas linhas da melhor forma possível.

Estes equipamentos são aplicados em sistemas elétricos de produção e de transmissão de energia elétrica com o intuito de alcançar valores nominais que estão estabelecidos para os níveis de tensão existentes nas linhas como se pode ver na Tabela 6. É necessário regular o nível de tensão na linha porque no caso de ser uma linha em vazio ou com muita pouca carga causa um efeito capacitivo na rede, o que significa que a tensão vai crescendo desde a produção de energia até ao final da linha.

**Tabela 6 - Variação das tensões na Rede Nacional de Tensões [34]**

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Nível de 400 kV	380 kV (95%)	420 kV (105%)
Nível de 220 kV	209 kV (95%)	245 kV (111%)
Nível de 150 kV	142 kV (95%)	165 kV (110%)
Nível de 60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso, por acordo com a Distribuição, nos termos do RQS	

Não é só neste caso que é necessário regular a tensão, quando a linha está com uma carga excessiva devido ao efeito indutivo na rede o que resulta de perdas ao longo da linha, por isso, é colocada mais tensão, mas tendo em atenção os regulamentos a cumprir sobre excesso de tensão na rede, esta diminuição na linha ocorre a partir da produção de energia elétrica até ao consumidor.

Não é só para as linhas que são utilizados os compensadores síncronos rotativos, também são colocados em parques eólicos. Na produção de energia eólica existe a dificuldade de produção de energia reativa e limitada potência de curto-circuito, e por isso necessitam dos compensadores junto à instalação do parque eólico.

Os compensadores síncronos rotativos têm um papel fundamental para o funcionamento da rede elétrica devido:

- Conseguem trabalhar em todas as condições de carga existentes na rede elétrica, incluindo em condições em que a rede tem carga excessiva e o compensador

síncrono rotativo consegue introduzir potência reativa, absorvendo potência reativa se a rede ficar com uma redução de carga;

- Na produção de energia elétrica por energia renovável são colocados compensadores para estabilizarem as linhas;
- Tem a capacidade de poderem ajustar os níveis de tensão em diferentes pontos do sistema elétrico, criando assim uma otimização da capacidade de transmissão e de potência;
- Introduzem energia reativa na rede sem colocarem harmónicos significativos;
- São muito compactos, o que facilita na aplicação destes equipamentos nos locais pretendidos.

Para os compensadores síncronos rotativos trabalharem precisam de uma fonte de corrente contínua para alimentarem o enrolamento do campo, normalmente é colmatado com uma excitatriz estática que pode ser do tipo excitatriz *brushless*.

No caso de uma excitatriz estática a alimentação do enrolamento de campo é formado por anéis coletores e escovas, que alimenta os polos do rotor. Existe um conversor estático e um controlador, isto possibilita a excitação positiva e negativa do compensador síncrono rotativo. Na excitatriz *brushless*, os compensadores tem a característica de terem uma excitatriz girante, que é colocada no mesmo veio da máquina, também equipada com um controlador, tal como na excitatriz estática [49].

### **8.3 COMPENSADORES SÍNCRONOS**

O compensador síncrono consegue uma variação contínua de potência trocada com a rede, de duas formas positiva ou negativa, é um motor síncrono que trabalha em vazio, que produz ou consome energia reativa, consoante o valor e sentido da corrente de excitação. Quando está em correto funcionamento ele trabalha automaticamente sobreexcitado em períodos de carga elevada, horas cheias e ponta, ou subexcitado em períodos de carga reduzida, como nas horas de vazio. Este equipamento pode ser instalado em vários locais mas é mais utilizado em centrais.

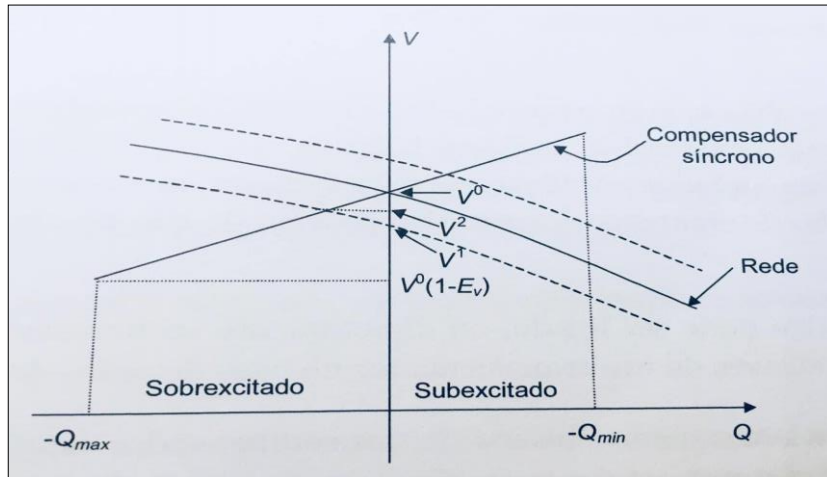


Figura 24 - Característica tensão-potência reativa de um compensador síncrono [3]

Como se pode ver na Figura 24, o valor nominal na característica tensão-corrente é  $V^0$  mas se a tensão na rede reduzir a tensão no barramento baixa para  $V^1$  sem a presença do compensador, porém com o compensador a tensão aumenta e coloca-se perto de  $V^2$ .

Este equipamento normalmente é utilizado no transporte a longas distâncias porque o compensador funciona como gerador em períodos de ponta, ou como consumidor de potência reativa em períodos de vazão [3].

## 8.4 CONDENSADORES E BOBINAS EM DERIVAÇÃO

Os condensadores são utilizados para compensar a potência reativa que é consumida pelas linhas e cargas existente no percurso elétrico. As bobinas são colocadas para absorverem a potência reativa que foi produzida em demasia, este excesso de potência reativa pode ser devido ao uso de rede de cabos subterrâneos ou a linhas aéreas de longa distância.

Estes equipamentos estão localizados nas subestações, são ligados às barras de alta ou média tensão, no caso de ser uma ligação para muito alta são colocados a um enrolamento terciário de média tensão de um transformador, isto tudo é feito para ter um baixo custo económico, constata-se que os condensadores são utilizados em todos os níveis de tensão.

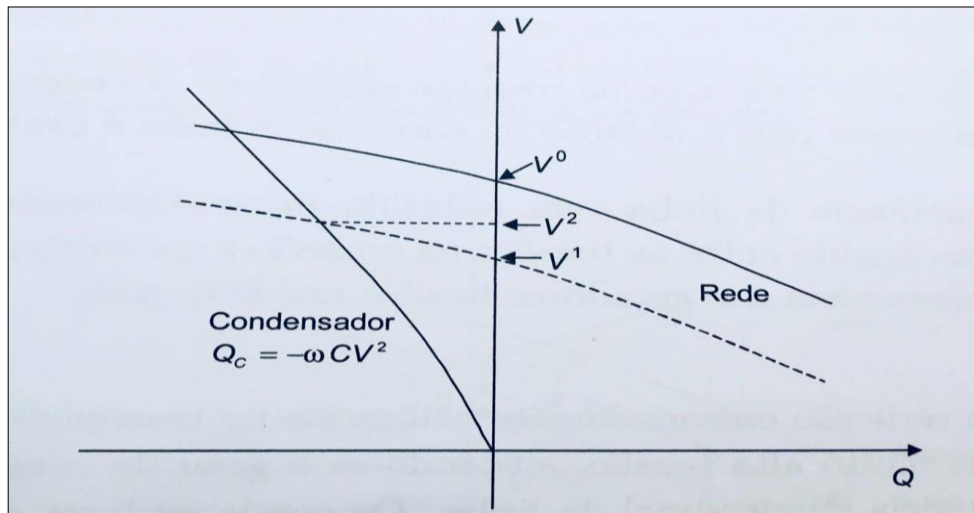


Figura 25 - Características tensão-potência reativa de uma bateria de condensadores [3]

O problema dos condensadores é que quando a tensão diminui na rede, a potência reativa produzida também diminui. Na Figura 25 estão representadas as características tensão-potência da rede para diferentes níveis de tensões e de uma bateria de condensadores, em que  $Q_C = -\omega C V^2$ ,  $\omega$  é a frequência angular,  $2\pi f$ , e  $C$  é a capacitância. Estando desligada, a tensão no barramento é  $V^0$ , que corresponde ao valor nominal. Se por algum motivo a tensão na rede baixar, a tensão vai para  $V^1$  como se pode ver na Figura 25 que corresponde à linha de tracejado, mas as características dos condensadores ajudam a elevar a tensão na rede para  $V^2$ , permitindo aproximar-se da tensão nominal que é  $V^0$ , deste modo os condensadores ajudam a manter a tensão perto do nominal, com menos tensão na rede.

Os condensadores em derivação são utilizados em todos os níveis de tensão, desde o MAT até à BT, estes equipamentos são aplicados nas Redes de Transporte e Distribuição, para reduzir as quedas de tensão na rede, e em BT estes equipamentos são utilizados para compensar o fator de potência indutivo das cargas [3].

## 8.5 COMPENSADORES ESTÁTICOS

Os compensadores estáticos são utilizados para colocar ou retirar potência reativa na rede. Estes equipamentos podem ser ligados diretamente ao barramento cuja tensão se pretende atingir, ou pode ser ligado por um transformador se for de muito alta tensão. Em comparação com os compensadores síncronos, os estáticos têm algumas vantagens, sendo muito mais rápido para colocar o valor da tensão se ocorrer algum problema na linha e os compensadores

estáticos não aumentam a potência de curto-circuito no barramento a que está ligado em vez que os compensadores síncronos aumentam a potência de curto-circuito.

As vantagens dos compensadores estáticos em relação aos compensadores síncronos são: [3]

- A resposta transitória é muito mais rápida: um compensador síncrono com um regulador de tensão pode demorar 0,5 segundos a restabelecer o valor da tensão no seguimento de uma perturbação, enquanto o compensador estático estabiliza a tensão em 1 a 5 ciclos;
- O compensador estático não aumenta a potência de curto-circuito no barramento ao qual está ligado.

## **8.6 TRANSFORMADORES COM REGULAÇÃO DE TENSÃO**

O transformador equipado com um comutador de tomadas possibilita variar a relação de transformação, uma vez que altera o número de espiras do enrolamento. Nos transformadores com regulação de tensão em carga, a relação de transformação pode ser alterada em qualquer momento, mas em relação aos transformadores com regulação em vazio, já não se pode suceder.

Os transformadores ou autotransformadores com tomadas são aplicados em todos os níveis de tensões. A alteração da relação de transformação, que o comutador de tomadas oferece, possibilita modificar o fluxo de potência reativa entre os subsistemas ligados pelo transformador, o que implica uma alteração do perfil de tensão. Numa rede malhada, como se pode verificar na Figura 26, implica uma coordenação ao nível do controlo dos comutadores de tomadas nos transformadores que estão em níveis de tensões diferentes.

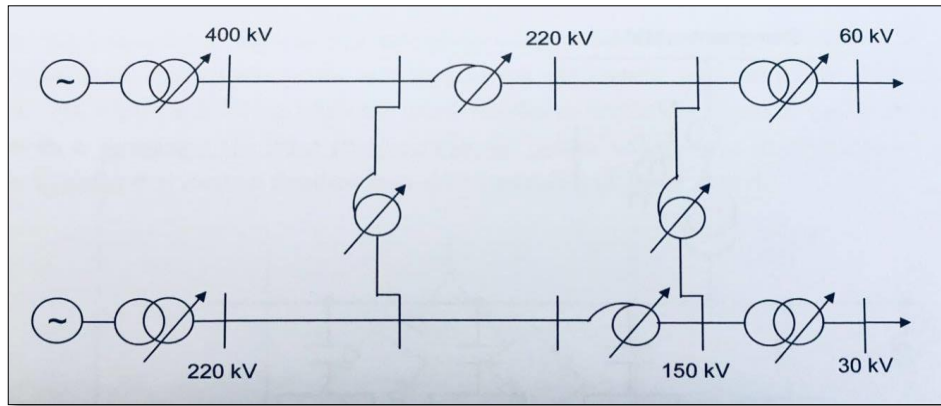


Figura 26 – Transformadores com comutação de tomadas numa Rede de Transporte[3]

Na Figura 27, está representada uma linha de transporte com um transformador com comutação de tomadas.

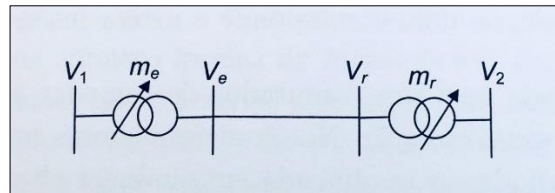


Figura 27 – Compensação da queda de tensão numa linha por transformadores com regulação[3]

As gamas de regulação dos transformadores podem ser calculadas da seguinte forma:

Sendo  $m_e$  e  $m_r$  as relações de transformação dos transformadores na emissão e na receção, tem-se [3]:

$$V_E = m_e * V_1$$

$$V_r = m_r * V_2$$

A queda de tensão na linha é:

$$\Delta V = V_e - V_r = \frac{RP + XQ}{V_r}$$

Em que P e Q corresponde às potências ativas e reativas.

Sendo  $m_e m_r = 1$ , a equação fica da seguinte forma:

$$m_e = \frac{1}{m_e} * \frac{V_2}{V_1} + \frac{RP + XQ}{V_1 * V_2} * m_e$$

Pode-se alterar, ficando:

$$m_e^2 = \frac{V_2}{V_1} + \frac{RP + XQ}{V_1 * V_2} * m_e$$

As relações de transformação ficam assim:

$$m_e = \frac{1}{m_r} = \sqrt{\frac{V_2}{V_1} * \frac{1}{1 - \frac{RP + XQ}{V_1 * V_2}}}$$

Para uma compensação total da queda de tensão na linha  $V_1 = V_2 = 1$ , em que:

$$m_e = \frac{1}{m_r} = \sqrt{\frac{1}{1 - (RP + XQ)}}$$

## 8.7 CONCLUSÃO

A rede elétrica tem um funcionamento muito restrito no que diz respeito à frequência, sendo que para manter estável a frequência é necessário saber os valores de produção e consumo de potência ativa. Como já foi referido, na rede elétrica existem diversos níveis de tensão, desde o MAT até à BT, e para cada um destes subsistemas a tensão deve ser regulada, ainda nas linhas, o excesso de energia reativa irá provocar perdas ao longo da linha reduzindo a capacidade de transporte. Para regular a energia reativa ao longo das linhas, os geradores síncronos fornecem ou absorvem a potência reativa, na Rede de Transporte, à qual estão ligados.

Os reguladores de tensão que foram estudados tem a função de compensar ou absorver a energia reativa na rede elétrica, no caso dos condensadores e bobinas em derivação, estes equipamentos têm funcionamentos distintos, os condensadores colocam energia reativa mas as bobinas absorvem a energia reativa. Os compensadores síncronos e os compensadores estáticos têm o mesmo objetivo e tanto podem absorver como introduzir energia reativa, no sistema elétrico. No caso dos compensadores rotativos, este equipamento é utilizado para colocar energia reativa.

Os transformadores com regulação de tensão têm o objetivo de manter o nível de tensão mais estável possível, nas horas com mais solicitação de energia, para reduzir as perdas. Nas horas de vazio, os transformadores baixam a tensão para que os geradores não entrem em regime de subexcitação.

## **CAPÍTULO 9**

### **9. ESTUDO DE CASO – CENTRAIS HÍDRICAS DO PARQUE EDP EM PORTUGAL QUE FAZEM COMPENSAÇÃO SÍNCRONA**

#### **9.1 ENQUADRAMENTO**

Como foi explicado, há várias formas de fazer a compensação de energia reativa, explicados nos capítulos anteriores. Para fazer o estudo de otimização de energia reativa é necessário correr um modelo de otimização *Optimal Power Flow* (OPF) que inclua a gestão de energia ativa, sendo que a otimização de reativa é normalmente minimizando as perdas de energia. Sendo esse um processo bastante complexo, e com a necessidade de conhecer muitos dados, neste trabalho é apresentado um estudo de caso, nomeadamente a análise histórica da utilização das centrais hídricas em Portugal que realizam este serviço de compensação síncrona.

#### **9.2 REDE ELÉTRICA DE TRANSPORTE EM PORTUGAL**

Como já frisado anteriormente, a rede elétrica de transporte portuguesa é uma rede que está atualmente bastante interligada com a rede de Espanha. Em Portugal, a Rede de Transporte tem essencialmente 3 níveis de tensão: 400, 220 e 150 kV, tendo como operador de rede a REN, responsabilizando-se pela manutenção dos níveis de tensão dentro dos parâmetros de segurança e de uma forma o mais económica possível.

Uma má gestão da energia reativa tem consequências para todos os intervenientes no setor. Para os produtores, pode exigir um maior sobredimensionamento dos equipamentos, como alternadores, aparelhos de corte e transformadores, assim como diminuição de rendimentos e aumento de perdas. Para os operadores das redes, pode levar a isoladores e condutores de maiores dimensões, assim como transformadores logo mais caros. Também aumenta as perdas por efeito de Joule tornando a operação das redes mais caras. Por todas estas razões, entre outras, é muito importante otimizar a gestão da energia reativa, e as centrais hídricas em Portugal são um dos equipamentos usados para esse controlo.

### 9.3 COMPENSAÇÃO SÍNCRONA COM CENTRAIS HÍDRICAS

Em Portugal existem um conjunto de centrais hídricas que tipicamente realizam compensação hídrica. Podem funcionar em modo Gerador, modo Motor ou modo Compensador Síncrono. O estudo de caso que vamos apresentar são as centrais que têm funcionado em modo de Compensador Síncrono. A escolha destas centrais para realizarem este serviço depende muito da sua localização na rede elétrica, bem como as suas características. Nas centrais hídricas, o serviço de compensação síncrona implica normalmente a operação destas centrais com a sua turbina desafogada, ou seja, sem água. Este facto acontece porque é necessário colocar o grupo gerador a rodar em vazio, para injetar ou consumir energia reativa da rede. De modo a minimizar o atrito da água o grupo é então desafogado. No entanto, nem todas as centrais têm essa capacidade de desafogamento da roda. No caso das centrais hídricas, as turbinas com equipamento de bombagem têm essa possibilidade. Isto porque durante os arranques em bomba, a roda da turbina-bomba permanece desafogada, à custa de uma “almofada” de ar previamente injetado na câmara da roda. Para o efeito cada grupo dispõe de um sistema de desafogamento da roda da turbina, composto por compressores de ar e respetivos acumuladores, e que são também usados para a criação e manutenção de uma “almofada” de ar durante o funcionamento do grupo em regime de compensação síncrona. No entanto, existe uma central no parque da EDP Produção, que não tendo bombagem, tem um mecanismo para o desafogamento da turbina. É o caso da central de Castelo do Bode, porque foi uma central construída de raiz para prestar serviços de sistema especiais como compensação síncrona e *black-start*.

As principais vantagens das máquinas síncronas em compensação são:

- Melhorar o controlo e a estabilidade da tensão;
- Reduzir as perdas na transmissão;
- Aumentar a capacidade de transmissão (e assim adiar a necessidade de mais linhas);
- Diminuir as oscilações de potência;
- Diminuir o efeito de transitórios;
- Diminuir o efeito de pequenas perturbações.

As centrais hídricas, apesar de estarem a rodar em vazio e a realizar compensação síncrona, têm sempre um consumo pequeno de energia ativa para alimentar as perdas nos geradores.

## 9.4 ANÁLISE HISTÓRICA DA COMPENSAÇÃO SÍNCRONA VIA CENTRAIS HÍDRICAS

Em Portugal, a EDP Produção é a empresa que têm a maior parte das grandes centrais hídricas, e por isso é a principal responsável pelo fornecimento do serviço de compensação síncrona com centrais hídricas.

Em 2012, Figura 28, as centrais hídricas do parque EDP Produção consumiram 2,3 GWh de potência ativa em compensação síncrona, valor 110 % superior ao registado em 2011 e repartido somente pelas centrais do parque hidroelétrico, dado que não se verificou consumo para este efeito no parque termoelétrico.

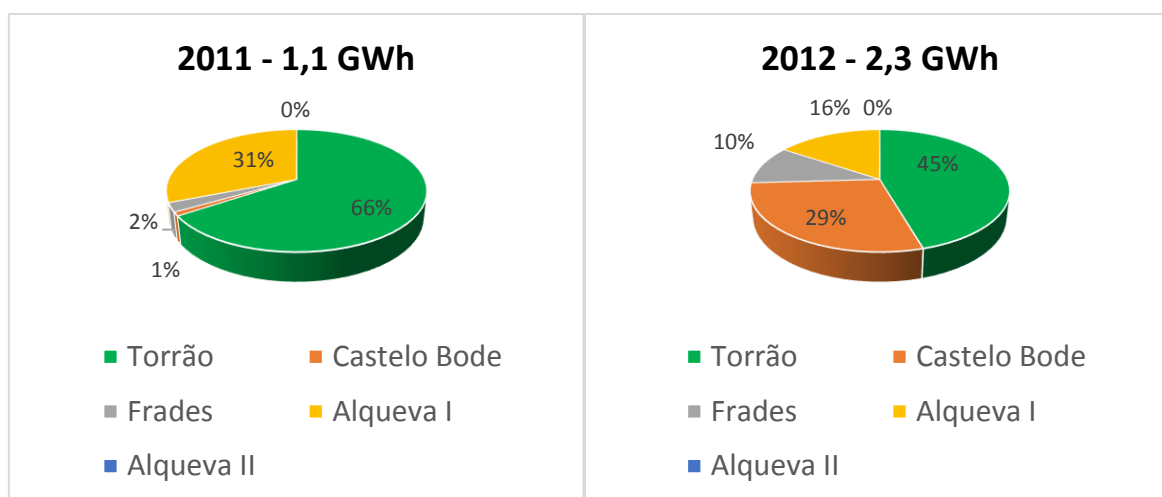


Figura 28 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2011 e 2012 [50]

O consumo em compensação dos centrais do Torrão e Castelo do Bode aumentou significativamente para os 1040 MWh e 655 MWh, correspondendo a cerca de 45 % e 29 % do total do consumo deste serviço, respetivamente. As restantes centrais (sem a Aguieira), também aumentaram o seu consumo.

Em 2013, Figura 29, as centrais do parque da EDP Produção consumiram 5,8 GWh em compensação síncrona, valor 155 % superior ao registado em 2012, repartido novamente somente pelas centrais do parque Hidroelétrico.

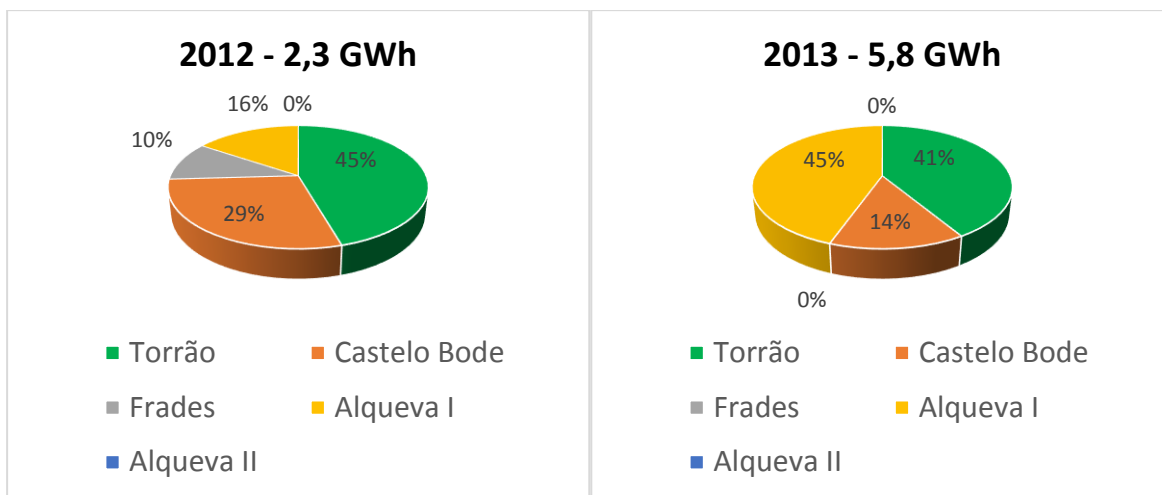


Figura 29 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2012 e 2013 [50]

O consumo em compensação aumentou em todas as centrais que realizaram este serviço exceto em Alqueva II onde o consumo foi quase nulo. Os maiores valores verificaram-se no Torrão com 2400 MWh e Alqueva I com 2500 MWh, correspondendo a cerca de 41 % e 45 % do total do consumo deste serviço, respetivamente.

Em 2014, Figura 30, as centrais do parque da EDP Produção consumiram 29,9 GWh para prestação do serviço de compensação síncrona, valor cerca de cinco vezes superior ao registado em 2013, justificado, em grande parte, com a retoma da EDP Produção, em 1 de abril, da exploração da central da Aguieira cujo consumo representou cerca de 43 % do total. A exploração da central da Aguieira esteve cedida à Iberdrola de 2009 a 2014.

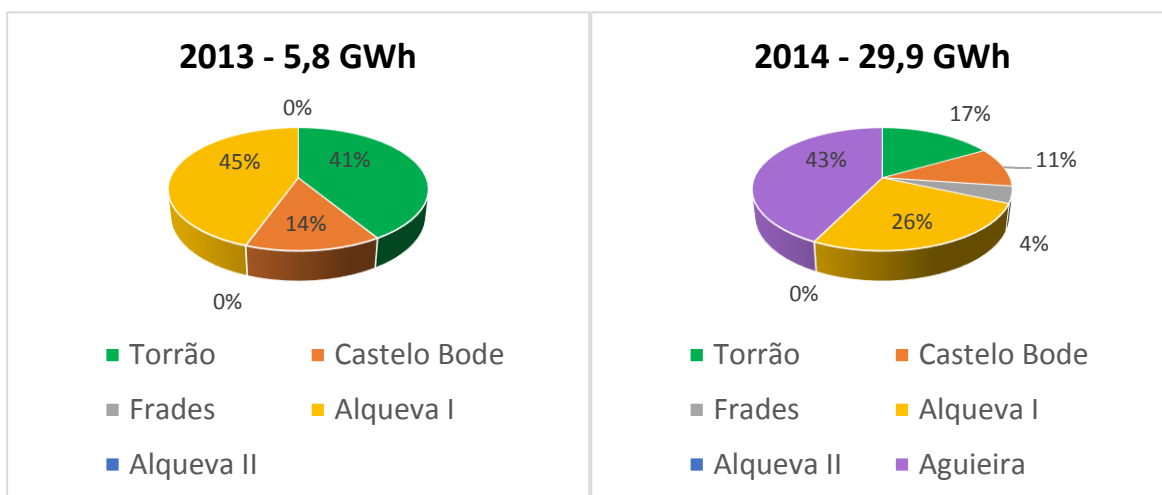


Figura 30- Repartição em consumo da compensação síncrona em 2013 e 2014 [50]

A compensação síncrona aumentou em todas as centrais que realizaram este serviço, tendo-se registado os maiores consumos na Aguieira (13 GWh), em Alqueva I (8 GWh) e no Torrão (5 GWh).

Em 2015, Figura 31 as centrais do parque da EDP Produção consumiram 30,1 GWh para prestação do serviço de compensação síncrona, valor semelhante ao registado em 2015, mesmo tendo em conta a entrada da central de Salamonde II.

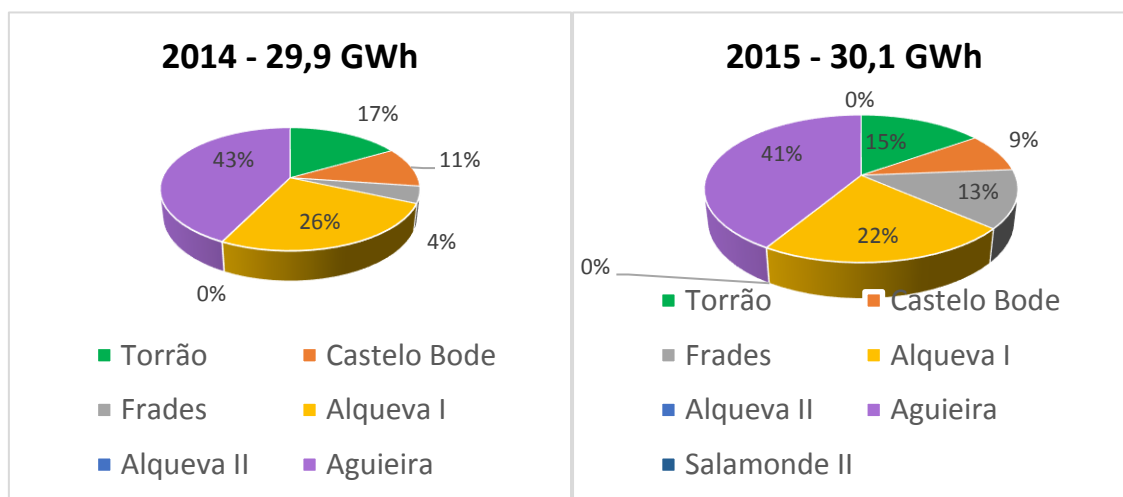


Figura 31 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2014 e 2015 [50]

Em 2016, Figura 32, as centrais do parque da EDP Produção consumiram 15,4 GWh para prestação do serviço de compensação síncrona, valor cerca de metade do registado em 2015, mesmo tendo em conta a entrada da central de Salamonde II, cujo consumo representou cerca de 7,0 % do total.

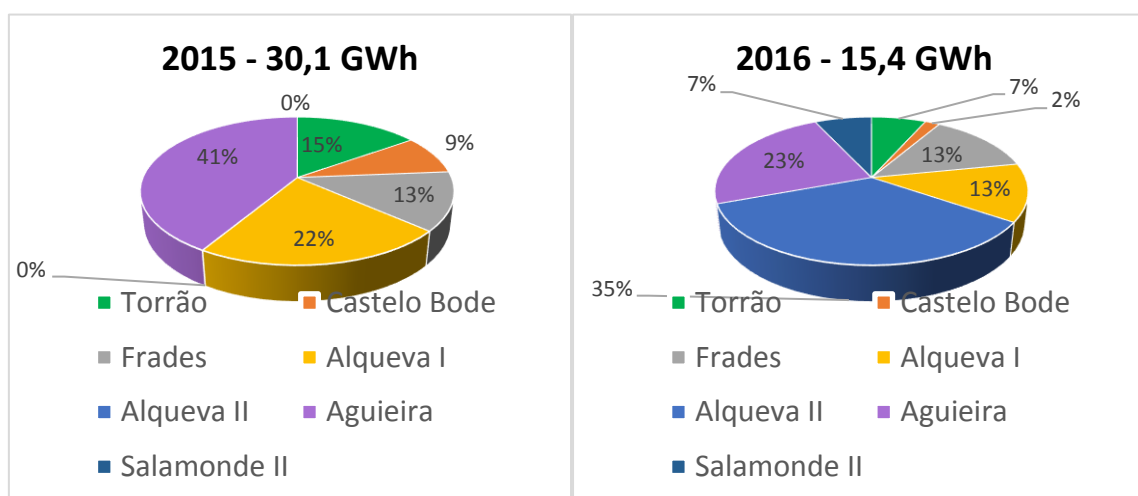


Figura 32 - Repartição em consumo da compensação síncrona em 2015 e 2016 [50]

A compensação síncrona diminuiu em todas as centrais que realizaram este serviço, tendo-se registado os maiores consumos em Alqueva II (5,4 GWh), Aguireira (3,6 GWh) e Frades (2,1GWh).

# **CAPÍTULO 10**

## **10. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

### **10.1 CONCLUSÕES**

Ao longo desta dissertação, depois do capítulo introdutório, apresenta-se no CAPÍTULO 2 a legislação existente na Rede de Transporte e de Distribuição, com a introdução de fontes de energia renovável na rede elétrica, foi necessário alterar os regulamentos devido ao aumento do trânsito de energia reativa. Esta nova legislação irá melhorar o sistema elétrico do modo a tornar uma rede elétrica mais eficaz e melhorar o seu desempenho.

No CAPÍTULO 3, encontra-se o Sistema Elétrico Português, em que se pode concluir que com a evolução do sistema elétrico deixou-se a produção centralizada e neste momento existe uma tendência para a produção distribuída. Neste sentido está mais complexo e com novos desafios que têm de ser superados.

No CAPÍTULO 4, estão apresentadas as principais fontes de energia em Portugal. Estas fontes no que se refere ao tema da dissertação são muito importantes, porque cada uma tem a sua particularidade. As fontes de produção de energia eólica têm dificuldade em produzir energia reativa, enquanto que nas hídricas, estas podem consumir ou injetar energia reativa para a rede. Pode-se concluir que estas fontes continuam a ser uma aposta para a produção de energia porque são uma fonte renovável e têm umas boas características dinâmicas para a gestão da rede.

No CAPÍTULO 5, apresentam-se os regulamentos que são aplicados nos serviços energético. Pode-se concluir que a ERSE pode intervir nas entidades que estão responsáveis por cada setor desde que verifiquem que os consumidores estão a ser prejudicados, ou constatare que exista uma anomalia na rede elétrica.

No CAPÍTULO 6, encontra-se explicado o mercado de eletricidade, em que se pode concluir que existe a influência das matérias-primas no preço da eletricidade. Verifica-se que o objetivo projetado pela União Europeia de conseguir um mercado único ainda está longe. Em relação aos consumidores domésticos portugueses, o preço da eletricidade ainda não baixou. Neste capítulo ainda se pode constatar que existe variações bruscas em poucas horas do preço médio no mercado diário em Portugal, e que existem tarifas que são aplicadas às

entidades responsáveis na Rede de Transporte e na Rede de Distribuição pela exploração da rede chamadas tarifas URT e URD.

No CAPÍTULO 7, apresenta-se os clientes que estão no mercado regulado e liberalizado, e conclui-se que existe ainda uma percentagem de clientes que estão no mercado regulado, e que a empresa que mais clientes têm no mercado liberalizado é a EDP Comercial.

No CAPÍTULO 8, encontram-se os equipamentos de regulação de tensão em que cada um destes equipamentos são aplicados em casos específicos. Pode-se concluir que sem estes equipamentos de regulação de tensão seria impossível o bom funcionamento da rede elétrica, por isso é muito importante saber em que locais é que devem ser instalados estes equipamentos para que não haja perturbações na rede. Esta função é da responsabilidade dos operadores de rede, quer de transporte, quer de distribuição.

No CAPÍTULO 9, apresenta-se o estudo de caso, em relação às centrais hídricas e o modo como fazem a compensação síncrona. Pode-se concluir que existe uma barragem específica para este efeito que é a central de Castelo de Bode. No entanto não é só esta que faz compensação síncrona sendo que, existem mais centrais para efeitos de compensação síncrona, nomeadamente as centrais com bombagem, porque permitem realizar o serviço.

A operação do Sistema de Energia Elétrica não é apenas a produção e venda de energia ativa nos mercados de energia. Devido à particularidade da eletricidade, existem um conjunto de outros serviços, chamados serviços de sistema. A compensação de energia reativa é uma das mais importantes para a operação das redes elétricas, sendo também um dos problemas mais complexos e difíceis de trabalhar. Existem vários equipamentos para a regulação de tensão, sendo que as centrais hídricas prestam um serviço importante nesta área.

## **10.2 TRABALHOS FUTUROS**

Como trabalho futuro seria interessante estudar um modelo de otimização de despacho que incluísse a otimização da energia reativa. Este modelo seria um OPF, incluindo variáveis discretas, uma vez que existem equipamentos, como por exemplo tomadas de transformadores e de condensadores que têm posições fixas. Para isto seria necessário implementar modelos de otimização que considerassem variáveis discretas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Marques, “Máquinas Síncronas.”
- [2] J. António Beleza Carvalho, “Máquinas Síncronas de Corrente Alternada.”
- [3] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*, 3ª Edição. 2011.
- [4] ERSE, “Informação Sobre Faturação de Energia Reativa,” 2010.
- [5] ERSE, “Proposta de Alteração das Regras de Faturação de Energia Reativa,” 2009.
- [6] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento “Portaria N° 596/2010,” “Regulamentos da Rede de Transporte.”
- [7] EDP, “Sistema Eléctrico Português,” 2017. [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElec tNacional.aspx>. [Accessed: 20-Jul-2017].
- [8] REN, “Caracterização RNT 2016,” 2016.
- [9] REN, “Setor Eléctrico,” 2017. [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/o\\_setor\\_eletrico/](https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/). [Accessed: 20-Jul-2017].
- [10] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede,” 2012.
- [11] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede,” 2013.
- [12] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede,” 2014.
- [13] REN, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede,” 2015.
- [14] PORDATA, “Produção de Energia,” 2017. [Online]. Available: <http://www.pordata.pt/DB/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Tabela>. [Accessed: 10-Jul-2017].
- [15] C. M. e V. Baptista, *Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio*, REN-Rede. Lisboa, 2002.

- [16] R. Martins and T. Almeida, “Aproveitamentos Hidroelétricos.”
- [17] EDP, “Centros Produtores,” 2017. [Online]. Available: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros\\_produtores/](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/). [Accessed: 26-Jun-2017].
- [18] EDP, “Programa Nacional Barragens,” 2017. [Online]. Available: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais\\_melhor\\_energia/programa\\_nacional\\_barragens.php](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/programa_nacional_barragens.php). [Accessed: 26-Jun-2017].
- [19] IBERDROLA, “Projeto Alto Tâmega,” 2017. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.pt/02sicb/corporativa/iberdrola/sobre-nos/iberdrola-portugal/projeto-alto-do-tamega#>. [Accessed: 26-Jun-2017].
- [20] APREN, “Produção de Eletricidade em Portugal,” 2017. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-1999-2015/>. [Accessed: 03-Jul-2017].
- [21] WorldPress, “Energia Eólica,” 2017. [Online]. Available: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/>. [Accessed: 19-Jun-2017].
- [22] J. Duarte, “Impacto da Produção Eólica na Fiabilidade do Sistema de Produção,” FEUP, 2014.
- [23] REN, “A Energia Eólica em Portugal,” 2014.
- [24] W. W. E. Association, “Wind Energy WorldWide,” 2015. [Online]. Available: <http://www.wwindea.org/the-world-sets-new-wind-installations-record-637-gw-new-capacity-in-2015/>. [Accessed: 20-Jun-2017].
- [25] REN, “Máximo Histórico,” 2017. [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/ren\\_regista\\_novos\\_maximos\\_na\\_producao\\_de\\_energia\\_eolica/](https://www.ren.pt/pt-PT/media/comunicados/detalhe/ren_regista_novos_maximos_na_producao_de_energia_eolica/). [Accessed: 22-Jun-2017].
- [26] DGEG, “Estatísticas Rápidas,” 2017.
- [27] ICNF, “Relatório Anual,” 2013.
- [28] APREN, “Comunicado,” 2015.
- [29] R. Pereira and R. Barreira, “Energia Florestal Ibérica,” 2011.

- [30] I. Soares, “As políticas e Prioridades para a Eficiência Energética e para as Energias Renováveis em Portugal,” 2016.
- [31] DGEG, “Portugal Energia,” 2017. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Accessed: 07-Jul-2017].
- [32] Decreto-lei nº 84, “Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos,” 2013.
- [33] ERSE, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações,” 2014.
- [34] ERSE, “Regulamento de Regulações Comerciais,” 2014.
- [35] ERSE, “Regulamento Tarifário,” 2014.
- [36] ERSE, “Regulamento Qualidade de Serviço do Setor Elétrico,” 2013.
- [37] ERSE, “Regulamento de Operações das Redes,” 2014.
- [38] ERSE, “Manual de Procedimento da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico,” 2014.
- [39] MIBEL, “Legislação,” 2017. [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?lang=pt>. [Accessed: 11-Jul-2017].
- [40] ERSE, “MIBEL,” 2017. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 12-Jul-2017].
- [41] C. Sousa, “Os serviços de Sistema no MIBEL,” 2013.
- [42] REN, “Sistemas de Informação de Mercados de Energia.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Preco s.aspx>. [Accessed: 08-Aug-2017].
- [43] PORDATA, “Preço da Eletricidade para os Consumidores Domésticos,” 2016. [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>. [Accessed: 02-Aug-2017].
- [44] Nord Pool, “Market Data.” [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com>. [Accessed: 09-Aug-2017].

- [45] SPOT EPEX, “Market Data.” [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/>. [Accessed: 09-Aug-2017].
- [46] ERSE, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2017,” 2016.
- [47] ERSE, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2017,” 2016.
- [48] ERSE, “Informação sobre o Mercado Liberalizado,” 2017. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2017/Paginas/2017.aspx>. [Accessed: 02-Aug-2017].
- [49] WEG, “Compensadores Síncronos Rotativos,” 2016.
- [50] EDP, “EDP-Produção,” 2017.

# **ANEXOS**

**Anexo 1 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do Operador da Rede de Transporte ao Operador da Rede de Distribuição em AT e MT [42]**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	1,601
	Contratada	0,178
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
Período I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Hora de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Período II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas Cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

**Anexo 2 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do Operador da Rede de Distribuição em AT e MT [46]**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	3,059
	Contratada	0,340
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Hora de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	0,0009
	Horas Cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

### Anexo 3 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT [46]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	1,601
	Contratada	0,178
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
Período I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Hora de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Período II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas Cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

## Anexo 4 -Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT [46]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	3,069
	Contratada	0,341
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
Período I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Hora de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
Período II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas Cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

## Anexo 5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT [42]

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	0,734
	Contratada	0,063
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
Período I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0007
	Hora de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0003
Período II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas Cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0267
	Capacitiva	0,0200

**Anexo 6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e BT [42]**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>
	Horas de Ponta	3,466
	Contratada	0,581
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0021
	Hora de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0009
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	0,0025
	Horas Cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>
	Indutiva	0,0290
	Capacitiva	0,0218

## Anexo 7 - Energia na Rede de Transporte em MAT [47]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		ENERGIA
<b>Potência</b>		<b>(kW)</b>
	Horas de Ponta	147 326
	Contratada	703 878
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	89 009
	Horas cheias	464 351
	Hora de vazio normal	361 563
	Horas de super vazio	215 959
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	55 604
	Horas Cheias	487 980
	Horas de vazio normal	351 909
	Horas de super vazio	206 343
<b>Energia reativa</b>		<b>(kvarh)</b>
	Indutiva	63 124 238
	Capacitiva	39 015 210

## Anexo 8 - Energia na Rede de Transporte em AT [43]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		ENERGIA
<b>Potência</b>		<b>(kW)</b>
	Horas de Ponta	6 431 352
	Contratada	8 450 779
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
Período I, IV	Horas de ponta	4 081 163
	Horas cheias	10 680 251
	Hora de vazio normal	6 340 627
	Horas de super vazio	3 090 973
Período II, III	Horas de ponta	2 351 738
	Horas Cheias	11 331 024
	Horas de vazio normal	6 035 715
	Horas de super vazio	3 029 756
<b>Energia reativa</b>		<b>(kvarh)</b>
	Indutiva	47 250 720
	Capacitiva	73 238 400

## Anexo 9 - Energia na Rede de Distribuição em AT [43]

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		ENERGIA
<b>Potência</b>		<b>(kW)</b>
	Horas de Ponta	6 515 402
	Contratada	8 685 522
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	4 040 947
	Horas cheias	10 782 659
	Hora de vazio normal	6 018 134
	Horas de super vazio	2 826 564
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	2 544 628
	Horas Cheias	11 419 215
	Horas de vazio normal	5 771 362
	Horas de super vazio	2 782 963
<b>Energia reativa</b>		<b>(kvarh)</b>
	Indutiva	105 161 551
	Capacitiva	56 838 507

## Anexo 10 - Energia na Rede de Distribuição em MT [43]

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		ENERGIA
<b>Potência</b>		<b>(kW)</b>
	Horas de Ponta	5 497 094
	Contratada	10 046 919
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	3 429 107
	Horas cheias	9 049 144
	Hora de vazio normal	4 878 591
	Horas de super vazio	2 209 228
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	2 144 140
	Horas Cheias	9 418 512
	Horas de vazio normal	4 566 967
	Horas de super vazio	2 129 447
<b>Energia reativa</b>		<b>(kvarh)</b>
	Indutiva	549 486 606
	Capacitiva	126 891 890

## Anexo 11 - Energia na Rede de Distribuição em BT [43]

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		ENERGIA
<b>Potência</b>		<b>(kW)</b>
	Horas de Ponta	3 009 402
	Contratada	38 486 285
<b>Energia ativa</b>		<b>(MWh)</b>
<b>Período I, IV</b>	Horas de ponta	1 998 639
	Horas cheias	5 200 200
	Hora de vazio normal	3 054 238
	Horas de super vazio	1 246 520
<b>Período II, III</b>	Horas de ponta	1 112 447
	Horas Cheias	5 073 597
	Horas de vazio normal	2 627 441
	Horas de super vazio	1 109 560
<b>Energia reativa</b>		<b>(kvarh)</b>
	Indutiva	275 717 666
	Capacitiva	61 405 844

**Anexo 12 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em MAT [43]**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		ENERGIA
Termo tarifário fixo (n° de clientes)		74
Potência		(kW)
	Horas de Ponta	147 326
	Contratada	703 878
Energia ativa		(MWh)
Período I, IV	Horas de ponta	89 009
	Horas cheias	464 351
	Hora de vazio normal	361 563
	Horas de super vazio	215 959
Período II, III	Horas de ponta	55 604
	Horas Cheias	487 980
	Horas de vazio normal	351 909
	Horas de super vazio	206 343
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	63 124 238
	Capacitiva	39 015 210

**Anexo 13 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em AT [47]**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		ENERGIA
Termo tarifário fixo (n° de clientes)		300
Potência		(kW)
	Horas de Ponta	751 811
	Contratada	1 512 721
Energia ativa		(MWh)
Período I, IV	Horas de ponta	445 815
	Horas cheias	1 345 388
	Hora de vazio normal	966 578
	Horas de super vazio	552 955
Período II, III	Horas de ponta	296 510
	Horas Cheias	1 594 912
	Horas de vazio normal	1 041 204
	Horas de super vazio	590 918
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	104 186 754
	Capacitiva	56 311 641

**Anexo 14 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em MT [47]**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		ENERGIA
Termo tarifário fixo	(n° de clientes)	23 785
Potência		(kW)
	Horas de Ponta	2 184 291
	Contratada	5 909 561
Energia ativa		(MWh)
Período I, IV	Horas de ponta	1 230 190
	Horas cheias	3 378 346
	Hora de vazio normal	1 587 719
	Horas de super vazio	900 880
Período II, III	Horas de ponta	918 922
	Horas Cheias	3 882 529
	Horas de vazio normal	1 733 921
	Horas de super vazio	963 955
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	546 461 820
	Capacitiva	126 193 382

**Anexo 15 - Energias previstas para as tarifas aos clientes no mercado liberalizado em BTE [47]**

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		ENERGIA
Termo tarifário fixo	(n° de clientes)	33 697
Potência		(kW)
	Horas de Ponta	446 974
	Contratada	1 890 810
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	570 316
	Horas cheias	1 642 918
	Hora de vazio normal	662 580
	Horas de super vazio	333 881
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	267 416 594
	Capacitiva	59 557 089