



OBSTÁCULOS À INOVAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

por

Hugo Manuel Marques Sousa

Dissertação de Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente

Orientada por

Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares

2015

NOTA BIOGRÁFICA

Hugo Sousa nasce a 24 de abril de 1991 no Porto. Teve um percurso intercalado entre escola pública e privada durante o ensino básico e secundário no Porto, tendo concluído o ensino secundário em ciências socioeconómicas em 2009.

No mesmo ano ingressa na Faculdade de Economia da Universidade do Porto (FEP), no curso de Economia que viria a concluir em 2013. Em Janeiro de 2011 entra no antigo Núcleo de Estudantes Voluntários da faculdade (NEV), atualmente *Experience Upgrade Program* (EXUP), no Departamento de Intervenção Comunitária Externa, enquanto colaborador, tendo permanecido até à conclusão da licenciatura. No último semestre da licenciatura assume a coordenação partilhada do entretanto fundido Departamento de Intervenção Comunitária. Durante este percurso foi responsável pelo projeto “Voluntário por 1 Dia” em estreita ligação com instituições de cariz social portuguesas e participou na organização da “Feira de Voluntariado da FEP” e do II e III “Dia do Voluntário da Universidade do Porto”. Enquanto coordenador foi responsável pelo projeto pioneiro de “Consultoria a ONG”. No verão de 2012 participa numa investigação sobre a utilização dos equipamentos culturais da Câmara Municipal da Amadora a cargo da Prof^a Helena Santos da FEP. Ainda em 2012 beneficia do programa Erasmus, frequentando um semestre na *Facultad de Ciencias Economicas y Empresariales* da *Universidad de Granada*, Espanha.

Após a conclusão da licenciatura ingressa no Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente, assumindo a representação dos alunos na Comissão de Acompanhamento do Mestrado. Ao mesmo tempo inicia a sua colaboração com a incubadora de negócios sociais *IUNI*, onde assume a gestão partilhada do projeto *IUNI-Out* relativo à promoção de oportunidades de mobilidade internacional para jovens, com o apoio da medida *COOP jovem*, à qual o projeto concorreu com sucesso. Já no presente ano letivo de 2014/2015 ingressa na *Magellan – Associação para a Representação dos Interesses Portugueses no Exterior*, enquanto investigador e consultor em assuntos europeus, participando na elaboração de estudos setoriais e planos de ação para várias fileiras industriais portuguesas, pesquisando oportunidades e prestando serviços de consultoria em candidaturas a projetos europeus, contratação pública e outros financiamentos.

AGRADECIMENTOS

Com esta dissertação proponho-me a terminar mais uma etapa na FEP, pelo que gostaria de agradecer a todos os colegas, professores e restante pessoal associado que contribuíram para o meu enriquecimento pessoal e intelectual nesta faculdade. Um agradecimento especial à Prof^a Isabel Soares, não apenas pela sua disponibilidade e boa disposição, mas sobretudo pela sua dedicação ao conhecimento e aos seus alunos, com os quais apresentou sempre uma grande abertura que é muito apreciada e por vezes escassa no meio académico.

À minha família, os presentes e não presentes, pelo exemplo e pelo apoio e incentivo ao meu desenvolvimento em todas as dimensões da minha vida, porque me deram liberdade de escolha e me ajudam a avaliar e ultrapassar as dificuldades.

Aos meus amigos, os de sempre, os casuais e os recentes, por todos os momentos preciosos que guardo comigo, pela partilha do caminho.

À Raquel porque é de todas as horas, porque enaltece as forças que não vejo e porque me confronta com as fraquezas que não quero ver, a minha segunda consciência em tudo.

RESUMO

A União Europeia estabeleceu metas ambientais e climáticas que necessitam da atenção de todos os Estados-Membros. Nesta dissertação é demonstrada a dependência desses objetivos do setor da energia e como a importância da indústria da eletricidade vem crescendo neste contexto. Dentro desta indústria, as necessidades de inovação passam sobretudo pelo - até recentemente passivo - segmento da distribuição de eletricidade. A alteração do paradigma deste segmento resulta da maior dispersão e menor dimensão da produção a partir de fontes de energia renovável, que abastecem cada vez mais o sistema e da maior volatilidade das mesmas, resultando em múltiplos desafios aos quais é necessário responder. São identificados seis obstáculos à inovação neste segmento: a separação incompleta entre as empresas de eletricidade; a diversidade de modelos regulatórios entre países; o objetivo de redução de custos inerente à regulação por incentivos; os desfasamentos temporais e *payback periods*; a dependência da participação dos utilizadores da rede e a indefinição de responsabilidades entre os agentes relevantes. Estes obstáculos maioritariamente relacionados com os modelos regulatórios a que a distribuição de eletricidade está sujeita realçam a dependência da política mencionada da regulação deste segmento. É defendida a intervenção relativamente a estes obstáculos por forma a facilitar a participação dos operadores de redes de distribuição nos vários instrumentos de apoio à inovação nesta área.

Palavras-chave:

Inovação; Regulação; Sustentabilidade; Distribuição de eletricidade.

ABSTRACT

The European Union has established climate and environmental targets that require attention from all Member States. In this dissertation it is shown the dependence of those targets from the energy sector and how the importance of the electricity industry is heightened in this context. Within this industry, the innovation needs are primarily ascribed to the up until recently passive segment of the electricity distribution. The paradigm shift in this segment is a result of a higher dispersion and volatility and smaller size of the production from renewable sources, which is increasingly responsible for the system supply, resulting in multiple challenges which need to be answered. Six obstacles to innovation are identified in this segment: the incomplete unbundling of the electricity companies; the diversity of regulatory models between countries; the cost reduction objective inherent to incentive regulation; the time lags and payback periods; the dependence on the participation of network users and the indetermination of responsibilities between the relevant agents. These obstacles, primarily relate to the regulatory models to which the electricity distribution is subject, highlight the dependency of the aforementioned policy from the regulation of this segment. It is advocated the intervention in respect of these obstacles in order to allow an easier participation from the distribution system operators in the several instruments of support to innovation in this area.

Keywords:

Innovation; Regulation; Sustainability; Electricity distribution.

ÍNDICE

I. <u>INTRODUÇÃO.....</u>	<u>1</u>
II. <u>A INOVAÇÃO E REGULAÇÃO NO SETOR DA ENERGIA ELÉTRICA: REVISÃO DA LITERATURA.....</u>	<u>6</u>
II.1 – <u>ENERGIA, INOVAÇÃO E SUSTENTABILIDADE.....</u>	<u>6</u>
II.1.1 – <u>Energia, Inovação e Sustentabilidade.....</u>	<u>6</u>
II.1.2 – <u>O Setor da Energia Elétrica.....</u>	<u>9</u>
II.1.3 – <u>O Segmento de Rede como Eixo de Coordenação das Inovações no Setor da Eletricidade.....</u>	<u>12</u>
II.2 – <u>INOVAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ELETRICIDADE.....</u>	<u>15</u>
II.2.1 – <u>A Inovação na Rede de Distribuição da Eletricidade.....</u>	<u>15</u>
II.2.2 – <u>Redes Inteligentes.....</u>	<u>16</u>
II.2.3 – <u>Soluções Inteligentes.....</u>	<u>20</u>
II.2.4 – <u>Gestão do Lado da Procura e Resposta da Procura.....</u>	<u>21</u>
II.2.5 – <u>Expansão do Uso da Eletricidade.....</u>	<u>23</u>
II.3 – <u>REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DA ELETRICIDADE.....</u>	<u>25</u>
II.3.1 – <u>A Regulação da Distribuição da Eletricidade.....</u>	<u>25</u>
II.3.2 – <u>Separação Vertical e Liberalização.....</u>	<u>29</u>
II.3.3 – <u>Inovação.....</u>	<u>31</u>
II.3.4 – <u>Papéis.....</u>	<u>34</u>
II.3.5 – <u>Recursos Energéticos Distribuídos.....</u>	<u>39</u>
II.3.6 – <u>Participação dos Agentes de Mercado.....</u>	<u>42</u>
III. <u>METODOLOGIA.....</u>	<u>47</u>
IV. <u>DISCUSSÃO: INOVAÇÃO E REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE.....</u>	<u>49</u>
IV.1 – <u>A IMPORTÂNCIA DO SEGMENTO DA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE PARA A SUSTENTABILIDADE E A SUA DEPENDÊNCIA DA REGULAÇÃO.....</u>	<u>49</u>

IV.2 – <u>OBSTÁCULOS À INOVAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DE</u>	
<u>ELETRICIDADE.....</u>	<u>56</u>
IV.2.1 – <u>Síntese Inovação.....</u>	<u>56</u>
IV.2.2 – <u>Síntese Regulação.....</u>	<u>59</u>
IV.2.3 – <u>Principais Problemas Identificados.....</u>	<u>64</u>
V. <u>CONCLUSÕES.....</u>	<u>67</u>
V.1 – <u>CONCLUSÕES.....</u>	<u>67</u>
V.2 – <u>IMPLICAÇÕES DE POLÍTICA.....</u>	<u>69</u>
V.3 – <u>LIMITAÇÕES E SUGESTÕES DE APROFUNDAMENTO.....</u>	<u>71</u>
VI. <u>BIBLIOGRAFIA.....</u>	<u>72</u>
<u>ANEXOS.....</u>	<u>76</u>
Anexo 1 – <u>Percentagem do total de emissões de GEE por setor em 2012 na UE.....</u>	<u>76</u>
Anexo 2 – <u>Percentagem da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na</u> <u>UE entre 2004 e 2013.....</u>	<u>76</u>
Anexo 3 – <u>Eletricidade consumida pelo transporte rodoviário na UE entre 2004 e</u> <u>2013.....</u>	<u>77</u>
Anexo 4 – <u>Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, segundo a</u> <u>fonte de produção, entre 2004 e 2013 na UE.....</u>	<u>77</u>
Anexo 5 – <u>Dados relativos aos contadores inteligentes retirados a partir do relatório</u> <u>“Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus</u> <u>on electricity” da Comissão Europeia.....</u>	<u>80</u>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – <u>Ações do lado da oferta tendo em vista a redução das emissões de dióxido de carbono.....</u>	6
Figura 2 – <u>Condições chave para o sucesso da política de inovação e os instrumentos associados.....</u>	8
Figura 3 – <u>Instrumentos de política ambiental associados ao setor da eletricidade.....</u>	11
Figura 4 – <u>Cadeia de valor convencional da eletricidade.....</u>	12
Figura 5 – <u>Principais desafios apontados por Pérez-Arriaga (2010) para o segmento de rede.....</u>	14
Figura 6 – <u>Grupos de definições de redes inteligentes identificados por Crispim <i>et al</i> (2014).....</u>	17
Figura 7 – <u>Principais áreas de atuação, <i>stakeholders</i> e barreiras às redes inteligentes..</u>	19
Figura 8 – <u>Justificações para os investimentos em soluções inteligentes para as redes</u>	21
Figura 9 – <u>Razões para a participação dos consumidores nas redes inteligentes e para a alteração nos seus hábitos de consumo.....</u>	23
Figura 10 – <u>Fatores que influenciam as propriedades da regulação por incentivos segundo Joskow.....</u>	27
Figura 11 – <u>Formas de avaliação da preferência pela continuidade de abastecimento por parte dos consumidores, segundo Fumagalli.....</u>	29
Figura 12 – <u>Influência da regulação na mudança tecnológica das redes de eletricidade</u>	32
Figura 13 – <u>Correspondência entre a classificação das despesas associadas a inovações produto e inovações processo.....</u>	33
Figura 14 – <u>Principais recursos energéticos distribuídos.....</u>	40
Figura 15 – <u>Barreiras de mercado à eficiência energética.....</u>	45

Figura 16 – <u>Tipologia de intervenção pública no combate à necessidade de informação</u>	46
Figura 17 – <u>Síntese das ligações entre a sustentabilidade, inovação e regulação no contexto da distribuição de eletricidade</u>	55
Figura 18 – <u>Características decorrentes da incorporação de fontes de energia renováveis (exceto grandes hídricas) e consequentes dificuldades associadas para as redes de distribuição de eletricidade</u>	57
Figura 19 – <u>Obstáculos à inovação no segmento da distribuição de eletricidade</u>	68

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – <u>Emissões de gases de efeito estufa por setor, em percentagem, face às emissões totais (excluindo a retenção líquida de emissões do setor do uso dos solos reafecção dos solos e silvicultura), em 2012</u>	49
Gráfico 2 – <u>Evolução da percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na União Europeia, entre 2004 e 2013</u>	50
Gráfico 3 – <u>Eletricidade total utilizada no transporte rodoviário na União Europeia, em milhares de toneladas equivalentes de petróleo, entre 2004 e 2013</u>	51
Gráfico 4 – <u>Produção de eletricidade a partir de fontes solares e eólicas na União Europeia, em milhares de toneladas equivalentes de petróleo, entre 2004 e 2013</u>	51
Gráfico 5 – <u>Variação anual da produção de eletricidade a partir das várias categorias de fontes de energia renovável na União Europeia, entre 2004 e 2013</u>	52
Gráfico 6 – <u>Peso das categorias de fontes de energia renovável no total da produção de eletricidade a partir dessas fontes em 2004 e 2013 na União Europeia</u>	53
Gráfico 7 – <u>Entidades responsáveis pelo acesso dos dados dos contadores inteligentes a terceiros, nos 24 Estados-Membros que participaram no levantamento da Comissão Europeia</u>	63

ÍNDICE DE CAIXAS DE TEXTO

Caixa 1 – <u>Ponto 27 do preâmbulo da Diretiva 2009/72/CE.....</u>	57
Caixa 2 – <u>Pontos 10 e 11 do artigo 3º "Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores" da Diretiva 2009/72/CE.....</u>	59
Caixa 3 – <u>Pontos 1 e 7 do artigo 25º, "Funções dos operadores das redes de distribuição" da Diretiva 2009/72/CE.....</u>	60

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – <u>Efeitos dos diversos tipos de regulação face aos anteriores.....</u>	62
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS

AD – armazenamento distribuído

CAPEX – despesas de capital

FEEI – fundos europeus estruturais e de investimento

FER – fontes de energia renováveis

GEE – gases de efeito estufa

I&D – investigação e desenvolvimento

OPEX – despesas operacionais

ORD – operadores das redes de distribuição

ORT – operadores das redes de transporte

PD – produção distribuída

RED – recursos energéticos distribuídos

TIC – tecnologias da informação e comunicação

UE – União Europeia

I. INTRODUÇÃO

Na sua estratégia Europa 2020, a União Europeia (UE) assume como prioritário que o crescimento económico assuma três características fundamentais: ser inteligente e portanto baseado no conhecimento e na inovação; ser sustentável no sentido de garantir o seu futuro da forma mais eficiente; ser inclusivo garantindo a coesão social e territorial (Comissão Europeia, 2010a). Em matéria de sustentabilidade foram adotados nesta estratégia os objetivos que já haviam sido assumidos pelo Conselho Europeu em 2007, vulgarmente conhecidos por “20-20-20”¹. Estes são quantificados para a energia e ação climática para 2020, tendo por base os níveis de 1990:

- A redução de 20% nas emissões de gases de efeito estufa (GEE), aumentando esta meta para 30% no caso de haver um compromisso internacional com metas semelhantes e um compromisso por parte dos países em desenvolvimento mais economicamente avançados em função das suas responsabilidades e capacidades;
- O aumento da quota das energias renováveis para 20% do total do consumo de energia;
- O aumento também em 20% da eficiência energética.

A importância das ações no setor da energia para a prossecução da política ambiental e climática é evidenciada pelo facto de, na UE, quase 80% das emissões totais de GEE estarem relacionadas com a energia. A Comissão Europeia reconhece no entanto, que serão necessárias décadas para que possa existir uma alteração significativa dos sistemas energéticos (Comissão Europeia, 2010b). Neste sentido, e complementando a Comunicação relativa à estratégia para a energia para 2020 foram lançadas mais duas Comunicações com especial relevo para o setor.

A primeira de 2011 apresenta um roteiro para a energia até 2050, onde são analisadas projeções futuras para o cenário energético da União. São de especial relevância algumas alterações estruturais apontadas, como sejam o aumento da importância das despesas de

¹ Por exemplo confrontar com referência a “20-20-20” *targets* no endereço oficial da Direção-Geral para a Ação Climática da Comissão Europeia: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm

capital (CAPEX), o papel crescente da eletricidade, o crescimento das renováveis e a tendência para sistemas descentralizados (Comissão Europeia, 2011).

Já em 2014, a Comissão voltou a endereçar especificamente o “quadro político para a energia no período de 2020 a 2030”², avaliando o desempenho até à altura dos objetivos para 2020, mas estabelecendo também uma meta ainda mais ambiciosa para a redução dos GEE para 2030 - uma redução em 40% face aos valores de 1990 (Comissão Europeia, 2014).

Estas três comunicações da Comissão Europeia estabelecem as linhas prioritárias da política da energia e ação climática na UE, que são a primeira linha impulsionadora de um sistema energético em mutação.

Estas orientações vêm já a ser implementadas há vários anos através de diversos mecanismos dos quais se destacam as tarifas *feed-in*, as quotas obrigatórias e certificados de emissão, a contratação pública e os incentivos fiscais (Cossent *et al*, 2009). As alterações, necessárias ou já em execução, estão conforme ao mencionado anteriormente, em muito relacionadas com o sistema elétrico que é cada vez mais chamado a desempenhar um papel de relevo no sistema energético global. Desde logo, decorrentes de uma crescente produção a partir de fontes de energia renováveis (FER) tradicionalmente de menor escala, mais distribuídas e com maior volatilidade em relação à produção convencional. Tal consubstancia desafios muito complexos relativos à forma como o sistema terá de lidar com estas características (Nykamp *et al*, 2012). A micro geração descentralizada a partir de fontes renováveis permite ainda a existência de novas relações, como é o caso de consumidores que são ao mesmo tempo produtores, ou *prosumers*. A somar a estas situações, temos a possibilidade de existir uma resposta mais imediata e alargada da procura e a necessidade de melhoria da eficiência energética (Shaw *et al*, 2010). Outros desafios incluem as soluções cada vez mais viáveis de armazenamento de eletricidade assim como a mobilidade elétrica e as bombas de calor (Ruester *et al*, 2014).

Perante o cenário referido, os maiores desafios, e consequentemente as maiores necessidades de inovação, recaem sobre os segmentos de rede da cadeia de valor da

² Título atribuído à Comunicação 15 de 2014 da Comissão Europeia aqui referida.

eletricidade – são eles o transporte e a distribuição. A situação não é no entanto igual para estes dois segmentos, pois as redes de transporte foram desenhadas originalmente já por forma a acomodar a produção de eletricidade, não se passando o mesmo com as redes de distribuição (Cossent *et al*, 2009). A rede de transporte já é em certa medida mais desenvolvida e está mais preparada para uma gestão inteligente e eficiente da rede, com capacidade de adaptação do sistema em função da alteração dos padrões da procura e oferta, assim como em alguns casos das diferentes condições climáticas. O mesmo não se passava até recentemente com a distribuição, bastante rígida em resultado do papel menos ativo que lhe era pedido, dentro da gestão dos fluxos de eletricidade, com fluxos unilaterais e padrões da procura tipicamente mais previsíveis (Smith, 2010). O desenho e operação das redes de distribuição tem tradicionalmente tomado em conta as unidades de produção distribuída³ (PD) enquanto elementos passivos da rede. Para poder incorporar o crescente número de pequenas unidades de produção, os Operadores das Redes de Distribuição (ORD) terão de incorrer em gastos adicionais significativos (Schiavo *et al*, 2013). Por este motivo, este estudo incide sobre o segmento da distribuição de eletricidade que pode incluir redes de alta, média e baixa tensão.

Num contexto de rápidas alterações e onde novas soluções tecnológicas são necessárias, torna-se cada vez mais evidente a necessidade de inovação. Esta é essencial para tornar possível a incorporação e gestão eficiente: da multiplicidade de novas fontes; da sua volatilidade; dos novos fluxos, por vezes em ambos os sentidos da corrente elétrica; dos novos papéis a desempenhar pelos operadores do sistema de distribuição e das suas relações com os diversos agentes, tanto no *upstream* com os operadores de transporte, como sobretudo com os do *downstream* onde podem surgir novos agentes.

Estando a distribuição de eletricidade sujeita a regulação, a inovação estará inevitavelmente dependente do modelo regulatório em prática. Apesar das orientações dadas através das diretivas europeias, os modelos regulatórios diferem entre Estados-Membros assim como os sistemas de distribuição tanto a nível de tensão em que operam, como no âmbito de tarefas que desempenham, o número de operadores, a dimensão dos

³ Conforme a III Diretiva da eletricidade do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia (2009/72/EC), a produção distribuída corresponde à produção de eletricidade diretamente ligada à rede de distribuição

mesmos e a sua separação face aos outros segmentos da cadeia de valor (Ruester *et al*, 2014).

Neste momento, surgem questões que urge resolver, algumas delas relativas ainda à implementação das Diretivas, nomeadamente da III Diretiva da Eletricidade⁴. De facto, conforme salientado por Ruester *et al* (2014), os níveis atuais de *unbundling* não são totalmente satisfatórios, constituindo barreiras à concorrência retalhista. Os ORD são o ponto de entrada para os mercados retalhistas sendo diretamente afetados por este problema, que tem reflexos na facilidade com que serão introduzidas novas soluções, nomeadamente por causa de possíveis práticas discriminatórias relacionadas com o favorecimento das empresas com ligações verticais dentro da cadeia de valor da energia elétrica. A verificação dos requisitos atuais de *unbundling* e o seu reforço são também necessários antes ou conjuntamente com a implementação de novas medidas.

Contudo, rapidamente se terá de avançar no sentido de preparar o sistema elétrico em termos de regulação e de uma política integrativa, para a transição eficiente e sem sobressaltos para o novo paradigma que surgiu essencialmente da dinâmica inovadora do setor. Há uma ligação crítica entre a regulação e a inovação, particularmente ao nível da distribuição. Foi esta ligação que tem sido mais debatida na literatura em termos técnicos e menos em termos económicos que motivou a escolha do tema.

Assim, as Questões de Investigação a que se procurou responder nesta dissertação foram as seguintes:

- I. Que relação existe entre Inovação, Regulação e Sustentabilidade no segmento de distribuição da cadeia de valor do setor elétrico?
- II. Qual/Quais os principais problemas que subsistem na implementação da inovação naquele segmento?

Deste modo, esta dissertação está organizada da seguinte forma:

Após esta Introdução, procede-se a uma revisão da literatura sobre as temáticas da Inovação e Regulação no setor de energia elétrica no capítulo II. É apresentada a literatura mais recente e considerada mais relevante sobre a relação entre energia, inovação e a

⁴ Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade na UE e que revoga a Diretiva 2003/54/CE

sustentabilidade, bem como sobre a importância do segmento de rede na coordenação da inovação no setor. É também revista com maior especificidade a inovação e a evolução regulatória relativa ao segmento da distribuição. No capítulo III é apresentada a metodologia adotada para o desenvolvimento e resposta das questões formuladas inicialmente. No capítulo IV são apresentadas as propostas de resposta às Questões de Investigação, incluindo a síntese das principais questões críticas que, no entender do autor, podem comprometer a transição efetiva do sistema. Por fim registam-se as principais conclusões, limitações e sugestões decorrentes da dissertação.

II. A INOVAÇÃO E REGULAÇÃO NO SETOR DA ENERGIA ELÉTRICA: REVISÃO DA LITERATURA

II.1 – ENERGIA, INOVAÇÃO E SUSTENTABILIDADE

II.1.1 – Energia, Inovação e Sustentabilidade

Conforme anteriormente mencionado, a União Europeia estabeleceu metas específicas de combate às alterações climáticas cujo sucesso depende em grande parte do setor da energia. Estas estratégias são essenciais para aproximar a trajetória de desenvolvimento a uma trajetória que seja sustentável. Rockström *et al* (2009) identificaram 9 parâmetros relativos ao planeta sobre os quais a espécie humana tem especial influência. Deste conjunto, cerca de 6 ultrapassaram já os limites aceitáveis, incluindo a concentração de dióxido de carbono na atmosfera, a alteração da perturbação radiativa e a concentração de ozono, parâmetros sobre os quais o setor da energia tem especiais responsabilidades.

A redução das emissões de dióxido de carbono passa por três ações distintas do lado da oferta: alteração no *mix* de combustíveis; alterações nas tecnologias de produção; captura e armazenamento de carbono (Figura 1).

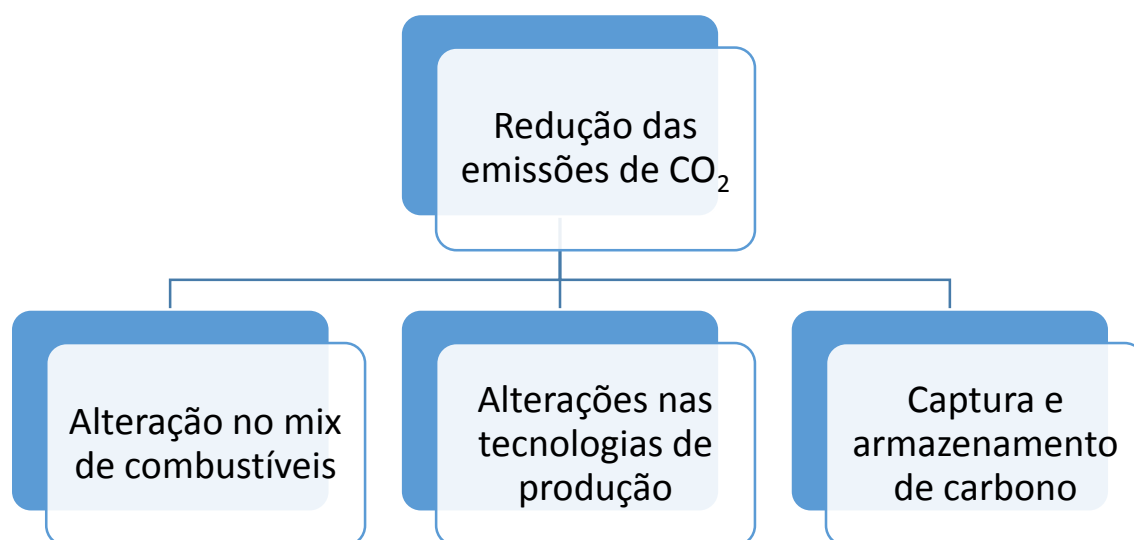


Figura 1 - Ações do lado da oferta tendo em vista a redução das emissões de dióxido de carbono. Elaboração própria a partir de Rockström *et al* (2009)

A escolha entre alternativas de produção deverá ser guiada pelos mecanismos de preços que tomem em consideração as externalidades resultantes nomeadamente das

emissões de dióxido de carbono, através por exemplo do Regime Europeu de Comércio de Licenças de Emissão (Agrell *et al*, 2013). A tomada em consideração destas externalidades, conjuntamente com uma política de inovação mais direcionada para projetos de eficiência e melhoria ambiental, permitirão uma crescente penetração competitiva das FER.

A inovação - que é essencial para que a energia possa responder aos desafios apresentados - não é um objetivo em si mesmo, mas sim um facilitador para atingir o objetivo de sustentabilidade de uma forma custo eficiente (Pérez-Arriaga, 2010).

Leach *et al* (2012) apontam como essencial que as transformações ao nível da inovação sigam uma trajetória baseada nos resultados que se pretendem obter e da política subjacente. Para além da definição clara da trajetória pretendida para a inovação, os autores apontam mais duas dimensões essenciais. A primeira é a permissão da diversidade. Não restringir as hipóteses de inovação social e tecnológica e o cruzamento entre diversos temas e setores por forma a não limitar as hipóteses de inovação dada a natural incerteza associada à mesma. A outra dimensão essencial é a da distribuição. Esta diz respeito à forma como é partilhada a política de inovação pelos diversos agentes e os *trade-offs* associados. Estes últimos podem existir entre gerações (como é o caso de política atual benéfica em detrimento da próxima geração), entre objetivos políticos (algumas políticas ambientais têm consequências negativas sobre a competitividade e vice-versa; custos de oportunidade) ou entre objetivos locais e nacionais entre outros (por exemplo uma barragem para dar segurança de abastecimento de energia renovável, mas que implica a destruição da paisagem local e de locais habitados).

Recentemente, à medida que as tecnologias relacionadas com a energia renovável têm amadurecido, a força motora do desenvolvimento do setor energético tem passado do lado da oferta para o lado da procura e do seu entorno (Lund *et al*, 2012). A inovação bem-sucedida depende de uma combinação favorável de fornecimento de tecnologia, procura de mercado e um ambiente inovador. Do lado da oferta, a investigação e desenvolvimento de novos produtos e processos está condicionada pela presença adequada de *inputs* políticos tais como o conhecimento e os recursos humanos e científicos, a informação sobre a probabilidade de comercialização das inovações e as capacidades de gestão necessárias para assegurar a inovação (Lin *et al*, 2013).

Do lado da procura, os governos devem melhorar os processos de inovação e podem-no fazer nos mercados internos e internacionais (Edler e Georghiou cit. em Lin *et al*, 2013). Do lado do entorno, o papel da política é o de alterar o ambiente geral em que a inovação é levada a cabo, tais como os ambientes legais, financeiros, de investimento ou de comércio externo.

Os instrumentos de política utilizados para influenciar o processo de inovação do lado da oferta abrangem a provisão de assistência financeira, humana e técnica, incluindo o estabelecimento de infraestruturas científicas e tecnológicas. Na vertente do entorno são utilizados instrumentos como a política fiscal, a política de patentes e os regulamentos e padrões, como é o caso de medidas que estabeleçam o enquadramento legal e fiscal em que as indústrias operam. Do lado da procura, são utilizados instrumentos que envolvem a aquisição e contratação por parte das autoridades centrais e locais de produtos, processos e serviços inovadores (Lin *et al*, 2013). A Figura 2 apresenta os instrumentos referidos associados a cada uma das dimensões necessárias a uma política de inovação bem-sucedida.

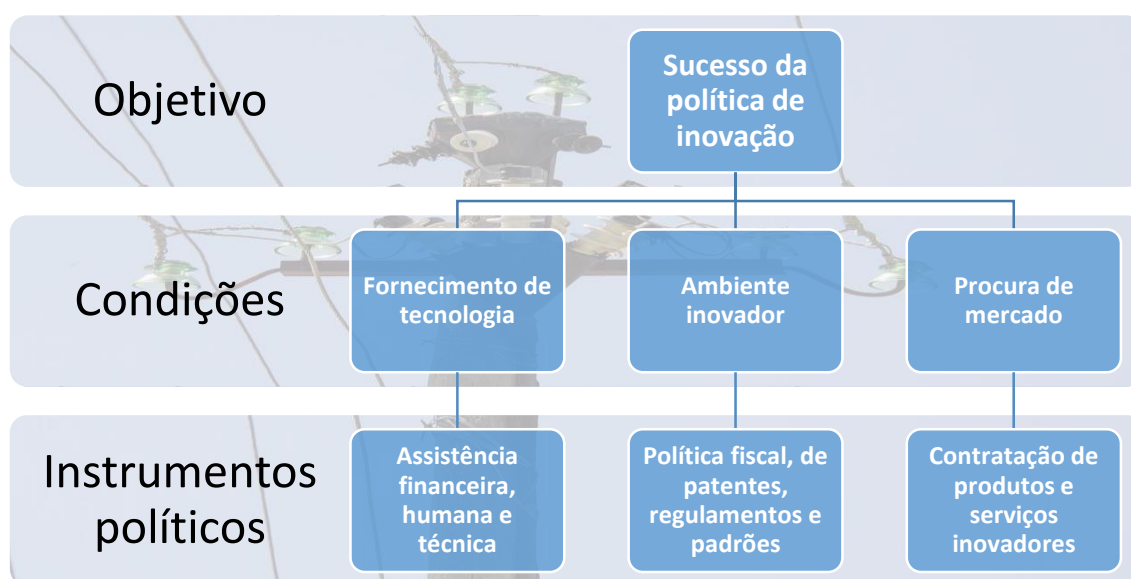


Figura 2 - Condições chave para o sucesso da política de inovação e os instrumentos associados. Elaboração própria a partir de Lin *et al* (2013)

Geralmente é usado um *mix* de instrumentos de apoio. Del Río e Mir-Artigues (2014) justificam esta política com o facto de na presença de múltiplas falhas de mercado na emergência das energias renováveis, um só instrumento poder ser insuficiente para colmatar todas as falhas. As linhas orientadoras para o apoio Estatal da proteção do

ambiente e da energia apresentadas pela Comissão Europeia para o período de 2014 a 2020 referem que a ajuda pode ser atribuída de forma concorrencial sob vários esquemas de apoio ou cumulativamente com ajuda *ad hoc*, desde que esta não exceda os limites que são definidos nesse mesmo documento.

Para a política de inovação no setor energético, as políticas com base nos preços normalmente têm um efeito nos mesmos, como por exemplo os custos de produção da eletricidade a partir de FER ou os subsídios ao investimento. Já as políticas com base na quantidade afetam normalmente o montante do alvo da regulação ambiental, como é o caso da imposição de uma percentagem obrigatória de produção a partir de FER (Finon e Philippe; Stranlund e Bem-Haim cit. em Lin *et al*, 2013).

II.1.2 - O Setor da Energia Elétrica

O sistema elétrico é uma infraestrutura crítica para a sociedade moderna (Verbong *et al*, 2013). A indústria da eletricidade é o maior utilizador de recursos de energia primária e como tal, não pode descartar as suas responsabilidades no que respeita à diminuição dos gases de efeito estufa (GEE) e da atenuação do seu impacto negativo no clima (Lin *et al*, 2013).

Nos últimos 30 anos, o setor da eletricidade tem vindo a deslocar-se de um sistema dominado por engenheiros para um sistema mais baseado no mercado. O sistema atual continua a lutar com as mudanças introduzidas pelo processo de liberalização dos anos (19)90. Isto deve-se em parte a grandes investimentos irreversíveis em tecnologias tais como centrais de produção, cabos, linhas e estações de transformação (Verbong *et al*, 2013).

O setor elétrico era visto como um fluxo unidirecional que percorria toda a cadeia de valor desde a produção até ao consumidor final, estando este último habituado a uma disponibilidade imediata e quase ininterrupta de eletricidade. Contudo estes pressupostos estão agora em alteração com a integração de produtores em diferentes escalas a partir de energias renováveis e por isso com maior volatilidade. Muitos destes produtores estão ligados às redes de distribuição sendo simultaneamente consumidores e produtores (*prosumers*), obrigando desta forma à existência de fluxos bidirecionais. Adicionalmente

existe a capacidade de informar e interagir com os consumidores e ajudá-los a tomar decisões mais eficientes (Crispim *et al*, 2014).

Os principais instrumentos de política ambiental associados ao setor elétrico incluem as tarifas e prémios *feed-in*, os certificados de redução de emissões e a contratação pública.

As tarifas *feed-in* providenciam pagamentos por KWh produzidos a partir de FER. Já os prémios *feed-in* correspondem a valores que são acrescentados aos preços de mercado da eletricidade. Os certificados de emissão correspondem a um possível rendimento extra para os produtores de energia, se estes produzirem a partir de energia renovável. Estes certificados são transacionáveis podendo ser vendidos no mercado, permitindo assim o rendimento referido. A contratação pública diz respeito a contratos concorrenciais apresentados pelo Estado onde tanto pode ser contratado determinado orçamento como determinada capacidade de fornecimento. Adicionalmente, mas ainda com uma implementação substancialmente inferior, pode ser ainda incluído neste grupo de instrumentos primários a contagem líquida. Esta prática consiste no crédito da energia que os *prosumers* produzam, resultando o preço a pagar por estes na diferença entre a eletricidade requisitada à rede e a eletricidade fornecida (del Río e Mir-Artigues, 2014).

As tarifas *feed-in* foram bastante eficazes no despoletar dos investimentos nos recursos renováveis para o setor da eletricidade. O esforço adicional e complementar aos instrumentos primários passa pelos chamados instrumentos secundários apontados por del Río e Mir-Artigues (2014). Estes incluem os subsídios ao investimento, empréstimos ao investimento ou garantias que permitam reduzir os custos de financiamento e os incentivos fiscais. A Figura 3 elenca os instrumentos de política ambiental relativos à eletricidade acima mencionados.

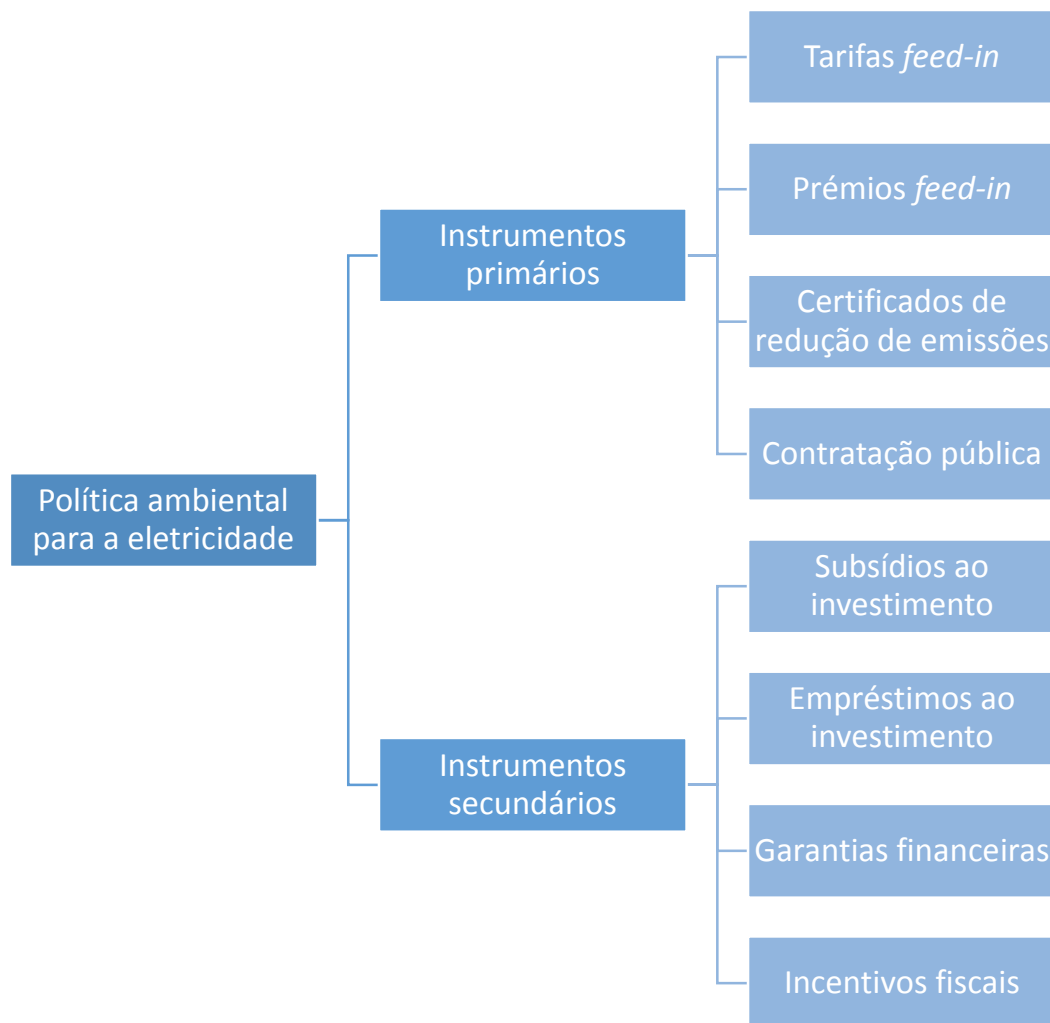


Figura 3 - Instrumentos de política ambiental associados ao setor da eletricidade. Elaboração própria a partir de del Río e Mir-Artigues (2014)

Os instrumentos primários geralmente cobrem todas as instalações elétricas renováveis e têm habitualmente um âmbito nacional. Por outro lado, os instrumentos secundários focam-se por vezes em tecnologias específicas e abrangem projetos mais isolados ou em escalas mais reduzidas face aos primários.

O financiamento é uma das principais barreiras ao desenvolvimento das tecnologias de energias renováveis devido à preponderância dos custos de investimento nas mesmas. Contudo, com exceção das grandes centrais hídricas, em termos absolutos estes custos são geralmente inferiores aos da produção convencional.

Deve ser tido em conta que a combinação incorreta de instrumentos pode levar a problemas tais como ineficiências, redundâncias e duplo financiamento. Os produtores de energia renovável não devem ser sobrecompensados, nem deve resultar destas ações

uma carga excessiva sobre os contribuintes. Por exemplo: na Grécia as tarifas *feed-in* são majoradas se não existirem subvenções de capital; a sua duração é reduzida se for complementada por Fundos Europeus Estruturais e de Investimento (FEEI) na Hungria e são reduzidas na Eslováquia e Eslovénia no caso de receberem subsídios ao investimento. Já na Áustria é de todo impossível acumular tarifas *feed-in* com subsídios ao investimento.

A tendência atual da Europa está na prossecução dos apoios a partir de prémios *feed-in* e contratação pública em detrimento das tarifas *feed-in* que estão a ser abandonadas. Os prémios *feed-in* têm a vantagem de – face às tarifas – permitirem uma maior exposição aos sinais de mercado. Estes obrigam os produtores de energia renovável a encontrarem um vendedor para a sua produção no mercado e a assegurar que cada sinal de mercado chega aos operadores das energias renováveis através de vários níveis de exposição de mercado (del Río e Mir-Artigues, 2014).

II.1.3 - O Segmento de Rede como Eixo de Coordenação de Inovações no Setor Elétrico

A cadeia de valor da eletricidade é comumente dividida, económica e juridicamente, entre produção, transporte, distribuição e comercialização (Weidlich *et al*, 2012). O segmento de rede ou *Midstream* corresponde ao transporte e à distribuição conforme apresentado na Figura 4.

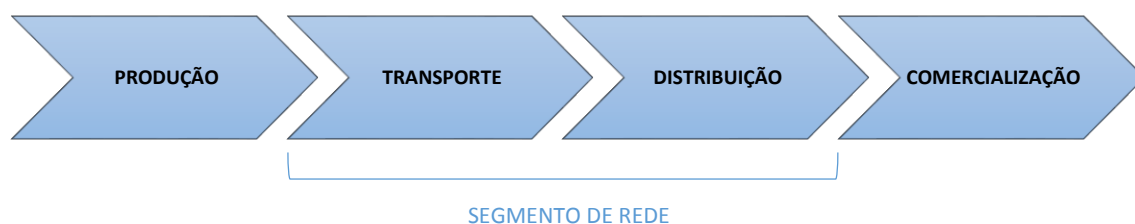


Figura 4 - Cadeia de valor convencional da eletricidade. Elaboração própria a partir de Weidlich *et al* (2012).

A forma como as redes elétricas são projetadas e desenhadas não se tem alterado significativamente nos últimos 50 anos. São desenhadas principalmente em torno do modelo de produção e fornecimento de eletricidade onde a maior parte da eletricidade é transportada em alta tensão desde uma central térmica ou hídrica de grande dimensão,

que está tradicionalmente perto das fontes de combustível e não necessariamente perto das cidades principais e fontes de procura industrial. Os monopólios regionais ou nacionais das empresas de eletricidade vão buscar a eletricidade às linhas de alta tensão e distribuem-na em níveis de tensão menor a todos os consumidores, com exceção de grandes consumidores industriais que têm ligações diretas ao sistema de transporte. Este fluxo é tradicionalmente unilateral (Smith, 2010).

Recentemente, com a emergência da produção a partir das FER - que estão maioritariamente ligadas às redes de distribuição e que apresentam uma volatilidade de produção muito superior à das fontes convencionais – tem sido introduzida uma grande complexidade no sistema cuja gestão e balanceamento recai sobretudo sobre o segmento de rede. Existe agora uma grande necessidade de flexibilidade para a qual o modelo tradicional das redes não é mais adequado (Sweco *et al*, 2015).

Um pouco por toda a UE os operadores de rede enfrentam a necessidade de grandes investimentos no futuro próximo (Agrell *et al*, 2013). No entanto, as perspetivas para o futuro sistema elétrico variam grandemente. Estas vão desde o desenvolvimento de uma super rede europeia até à construção de micro redes locais com poucas conexões. Apesar de atualmente as considerações políticas e as economias de escala parecerem favorecer soluções de larga escala, a ênfase na discussão das redes inteligentes incide sobre soluções locais e regionais, enquanto forma preferencial que irá contribuir para os desafios com os quais as redes de eletricidade se deparam (Verbong *et al*, 2013).

Pérez-Arriaga (2010) identifica três grandes desafios para o segmento de rede:

1. Integração da produção distribuída;
2. Integração da procura e do armazenamento;
3. Integração de fontes de energia renovável de grande dimensão.

Por outro lado, uma integração em massa dos veículos elétricos na rede apresentam desafios tanto ao nível da produção distribuída como da integração da procura e do armazenamento. Mas poderá ser também uma parte da solução no sentido em que se poderá utilizar a produção – quer centralizada, quer distribuída – evitando ineficiências do sistema elétrico. Estes são também os principais desafios para as redes de distribuição (Figura 5).

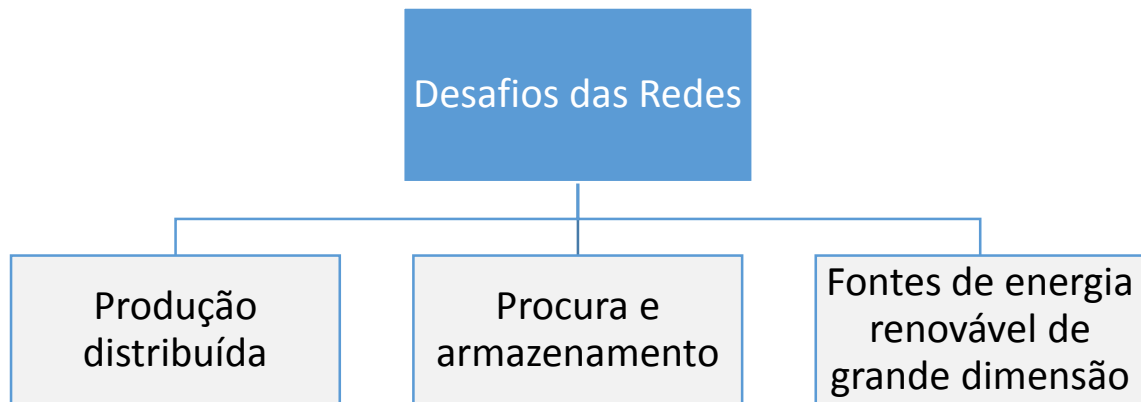


Figura 5 - Principais desafios apontados por Pérez-Arriaga (2010) para o segmento de rede. Elaboração própria

O destaque aqui dado ao segmento da distribuição resulta do facto de, até recentemente, o seu papel na cadeia de valor ser relativamente passivo, mas estar agora num processo de inovação fundamental à prossecução com sucesso da mudança de paradigma do setor elétrico.

A importância das alterações climáticas para os segmentos de rede estende-se também ao impacto direto das primeiras sobre os segundos. Vários autores identificados por Chappin e van der Lei (2014) esperam um forte impacto das alterações climáticas nas infraestruturas das sociedades deste século, nomeadamente nas redes de eletricidade que deverão antecipar e procurar minimizar os seus efeitos. Esta dependência existe não apenas ao nível do planeamento que é mais discutido nesta dissertação, mas também da influência direta do clima na eficiência técnica do transporte de eletricidade. Poderá ser esta mais uma força no sentido de se encontrar soluções locais de produção e abastecimento de eletricidade.

II.2 – INOVAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA ELETRICIDADE

II.2.1 - A Inovação na Rede de Distribuição da Eletricidade

Nos últimos anos, o aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis intermitentes e a produção distribuída têm criado desafios crescentes aos ORD.

A capacidade da rede é limitada e é necessário investimento para evitar níveis de voltagem não comportáveis pela rede. O reforço é tradicionalmente feito através de ativos adicionais de larga dimensão como transformadores e cabos. Esta abordagem resolve os problemas locais nas redes de baixa e média tensão. Contudo, os picos de voltagem devido à diversidade de fatores resultantes do fornecimento simultâneo de várias fontes de produção permanecem no sistema. Consequentemente, os operadores das redes de transporte (ORT) são também confrontados com picos de carga e poderão ter que reforçar as redes de transporte. Estes picos decorrem da correspondência entre as radiações solares e a produção fotovoltaica por um lado e do vento e a produção eólica por outro. Como os ativos referidos têm de estar dimensionados para estes picos, mas estes apenas ocorrem de forma esporádica, a taxa de utilização da capacidade instalada e consequentemente, a eficiência técnica da utilização é menor (Nykamp *et al*, 2012).

Por um lado, a integração de FER nas redes de distribuição pode levar à ultrapassagem dos limites permitidos de *stress* de ativos como sejam os cabos e transformadores. Esta sobrecarga danifica estes ativos. Por outro lado, esta incorporação pode resultar na ultrapassagem dos limites permitidos de tensão do fornecimento público. Estes limites encontram-se especificados na norma Europeia EN 50160.

As zonas rurais onde as redes de distribuição têm pouca potência de curto-circuito, são mais suscetíveis de ter problemas com a qualidade da tensão e com a segurança de abastecimento, causados pelas FER (Nykamp *et al*, 2012):

- As redes de distribuição podem não ser suficientemente grandes para o transporte de grandes montantes de energia na direção de níveis de voltagem superiores;
- Existe falta de sincronização dos dispositivos de consumo com a produção.

Nykamp *et al* (2012) realçam que as FER em combinação com a PD levaram ainda à inversão da carga em várias redes de distribuição, contrariando o tradicional fluxo unilateral da eletricidade da grande central de produção para os consumidores. Um fluxo bidirecional ocorre quando as redes locais de distribuição têm mais carga a entrar do que consumo e as redes de transporte têm de tomar o excesso de energia e transportá-lo para outras áreas de consumo.

Com a crescente necessidade de aglomeração e tratamento de dados a partir das tecnologias de informação e comunicação (TIC), o setor da distribuição da energia, tradicionalmente orientado para o longo prazo, apresenta agora ciclos de inovação mais curtos (Muench *et al*, 2014).

Já a II Diretiva da Eletricidade⁵ apontava no artigo 14º/7, que os ORD deveriam considerar como medidas alternativas à expansão da rede, a produção distribuída, medidas de eficiência energética e a resposta da procura (Cossent *et al*, 2009). Estas alternativas correspondem aos pontos-chave de inovação para o segmento da distribuição da eletricidade.

II.2.2 – Redes Inteligentes

Na literatura não existe uma definição única das redes inteligentes ou *smart grids*. As definições variam consoante os requisitos, as tecnologias aplicadas e as aplicações desejadas. Tal como apresentado na Figura 6, estas podem ser resumidamente agrupadas em definições (Crispim *et al*, 2014):

1. Com base na abordagem tecnológica, focando-se na utilização da tecnologia para aumentar a inteligência da rede através de equipamento eletrónico e de comunicação instalado nas imediações dos utilizadores;
2. Com base no *output*, focando-se nos problemas a serem resolvidos; nesta aceção, uma rede inteligente é uma rede que permite integrar de forma (custo-) eficiente os comportamentos e ações de todos os utilizadores que se encontram conectados à mesma, por forma a assegurar um sistema elétrico sustentável e

⁵ Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003

economicamente eficiente com poucas perdas e altos níveis de qualidade e de segurança no abastecimento.

A definição apresentada com base no *output* corresponde à utilizada pelo Conselho Europeu dos Reguladores da Energia (CEER, 2014), que refere também a utilização dessa mesma definição pela Comissão Europeia: a definição em função dos objetivos que se pretendem atingir com as *smart grids*. Este tipo de definição é também utilizado por Lin *et al* (2013) e Agrell *et al* (2013).

Artigos de Muench *et al* (2014) e de Hall e Foxon (2014) focam-se mais nas características das redes, fazendo no entanto referências à necessidade de estas características assegurarem, por exemplo, a segurança de abastecimento. Estas incluem:

1. Permitir uma interação funcional entre os participantes de mercado relevantes através das TIC;
2. Providenciar capacidade em kWh para a ligação de aplicações de mercado inteligentes;
3. Assegurar a ligação de um grande número de pequenos pontos de consumo e produção voláteis;
4. Utilizar as TIC para responder e gerir a procura e para assegurar a distribuição segura da eletricidade.

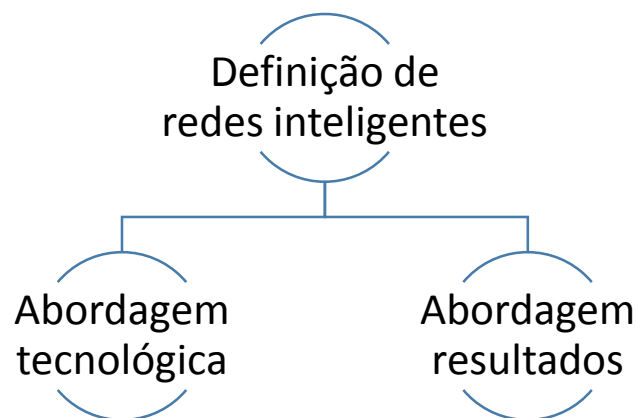


Figura 6 - Grupos de definições de redes inteligentes identificados por Crispim *et al* (2014). Elaboração própria

Utilizando o sistema das redes inteligentes, os consumidores terão a possibilidade de ver quanta eletricidade utilizam, quando e a que custo. Também poderão calcular e reduzir as suas emissões de GEE. Assim, mais FER podem ser criadas e exploradas, mediante a

possibilidade de os consumidores venderem os seus excedentes de eletricidade produzida a partir de FER de volta para a rede (Lin *et al*, 2013).

Crispim *et al* (2014) elencam como principais motores das *smart grids* a integração das FER e da PD, a promoção da resposta da procura e a otimização de novas utilizações finais para a eletricidade.

A integração das FER e da PD resultam em grande parte da percepção de que a existência de grandes parques de produção renovável está limitada a localizações ótimas e no pressuposto de que existe resistência relativamente à sua instalação na proximidade de zonas habitacionais. Isto leva a que seja ponderada mais seriamente a questão das micro soluções e portanto, a produção de forma mais descentralizada. Isto implica uma evolução que permita o agrupamento da produção em menor escala e a melhor forma de gerir a sua incorporação direta nas redes de média e baixa tensão. Por outro lado, também o facto destes recursos serem livres e terem uma maior ubiquidade do que os combustíveis fósseis, torna possível que exista um maior número de produtores em diferentes escalas.

Agrell *et al* (2013) e Muench *et al* (2014) fizeram um levantamento daquelas que consideram ser as áreas prioritárias de atuação das *smart grids*, os principais *stakeholders* para o seu desenvolvimento e as principais barreiras à sua implementação. Estes encontram-se sintetizados na Figura 7.

São identificadas seis áreas prioritárias incluindo a otimização da operação e utilização da rede, a otimização da sua infraestrutura, a integração de recursos energéticos descentralizados, a melhoria dos serviços TIC na rede, as redes com distribuição ativa e os novos mercados e serviços direcionados para os utilizadores finais. Já os *stakeholders* principais incluem os decisores políticos, abrangendo também os reguladores, os fornecedores de tecnologias associadas às *smart grids*, os ORD, incluindo os fornecedores de serviços de contagem e operadores de contagem, e os utilizadores finais correspondendo aos consumidores, produtores e *prosumers*. Como principais barreiras à implementação de tecnologias relativas às redes inteligentes temos a sua complexidade, a percepção incompleta de argumentos económicos por parte dos utilizadores finais, as preocupações com a segurança e privacidade dos dados e a insegurança no seu planeamento.

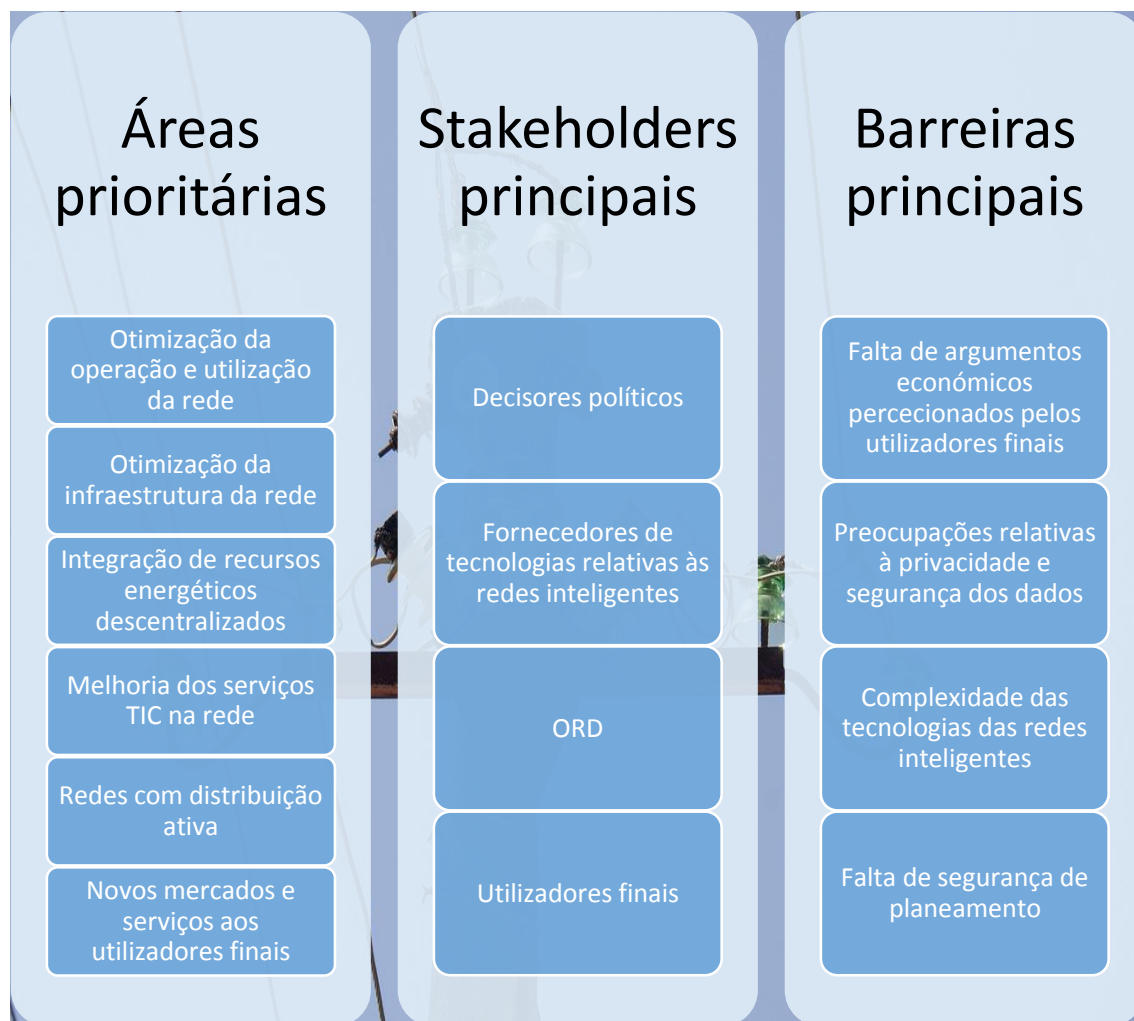


Figura 7 - Principais áreas de atuação, stakeholders e barreiras às redes inteligentes. Elaboração própria a partir de Agrell et al (2013) e de Muench et al (2014)

Apesar das diferentes definições e tarefas atribuídas às *smart grids*, qualquer uma destas definições implica a incorporação de soluções inteligentes na rede. Em suma, a orientação da inovação está na busca de soluções que contribuam para a evolução das redes.

II.2.3 – Soluções Inteligentes

As *smart solutions* ou soluções inteligentes correspondem a reforços com novos tipos de equipamentos e à utilização de TIC que integrem FER, garantam *peak shaving*⁶ e evitem a expansão convencional da rede. Exemplos destas soluções inteligentes incluem a capacidade de armazenamento local instalada nas redes de distribuição, uma utilização apropriada de equipamentos ajustáveis e sistemas de regulação da tensão local bem como os contadores inteligentes. Os sistemas locais de regulação da tensão permitem por exemplo melhorar a qualidade do fornecimento sem serem necessários novos cabos e transformadores em áreas com altos níveis de incorporação de FER com carácter volátil (Nykamp *et al*, 2012).

As soluções inteligentes têm o potencial de desempenhar um papel significativo na progressiva introdução das energias renováveis. Reduzem os problemas resultantes da grande diversidade de fatores e da flutuação, nivelando o pico local mais eficazmente do que o reforço de ativos. Nykamp *et al* (2012) apresentam um levantamento de soluções inteligentes que visam dar resposta aos problemas decorrentes da produção distribuída:

1. Sistemas de armazenamento com biogás para balanceamento das FER;
2. Sistemas de armazenamento avançados como as baterias *Redox-Flow* e *Nas-high temperature* para armazenamento junto da produção;
3. Sistemas com baterias de iões de lítio e controlo da tensão;
4. Gestão local da carga utilizando cargas não urgentes em termos de tempo como os processos térmicos;
5. Equipamentos de combinação inteligente que permitam a combinação eficiente em tempo real da tensão da rede com a produção das FER.

Contudo, as *smart solutions* são apenas economicamente preferíveis se os custos com o investimento adicional forem compensados por menores custos gerais no longo prazo. Para além dos custos diretos com os equipamentos de armazenamento e com os reforços convencionais da rede, também deverão ser tomados em conta os benefícios para as redes

⁶ O *peak shaving* é a capacidade de controlar o uso de eletricidade de um fornecedor durante intervalos de procura elevada, por forma a limitar ou reduzir penalizações para o período de faturação (Schneider-electric, 2015)

de distribuição. Nykamp *et al* (2012) apresentam várias justificações para estes investimentos (Figura 8). Em primeiro lugar, permitem menos perdas na rede e o aumento da sua utilização. Segundo, têm como objetivo a melhoria da qualidade de abastecimento. Por outro lado permitem evitar custos com centrais de *backup*. Por último, permite minimizar o estrangulamento resultante das FER e dos recursos energéticos distribuídos (RED).

Investimentos em soluções inteligentes para a rede			
Menos perdas na rede e maior utilização da capacidade	Melhoria da qualidade de abastecimento	Evitam custos com <i>backup</i>	Minimizam o estrangulamento resultante das FER e dos RED

Figura 8 – Justificações para os investimentos em soluções inteligentes para as redes. Elaboração própria a partir de Nykamp *et al* (2012)

II.2.4 – Gestão do Lado da Procura e Resposta da Procura

Na literatura são referenciados, por vezes de forma indistinta, dois conceitos relativos à participação da procura. São eles a *demand side management* ou gestão do lado da procura (GLP) e a *demand response* ou resposta da procura (RP).

A GLP é um instrumento antigo desenvolvido para a passagem de cargas de períodos de pico para períodos em que a procura é baixa. Esta existia já nomeadamente com os consumidores industriais - alguns deles diretamente ligados às linhas de alta tensão - que ajustavam o seu consumo em função das condições mais vantajosas para o equilíbrio da rede, mediante algum tipo de incentivo ou vantagem para eles mesmos. Sweco *et al* (2015) referem que a GLP existe desde a década de 1960 através da utilização de tarifas diferenciadas consoante a altura do dia, por forma a incentivar um consumo menos polarizado da eletricidade.

A RP é um conceito mais recente e que diz respeito à possibilidade - através das inovações já atrás referidas e que se pretendem desenvolver - de poder existir um ajustamento praticamente em tempo real da procura face às condições de todo o sistema. Torriti *et al* (2010) definem RP como “um conjunto de ações que podem ser levadas a cabo pelos consumidores em resposta às condições particulares do sistema elétrico”. Este facto constitui uma mudança de paradigma face à anterior realidade das redes de distribuição cuja oferta se limitava a ajustar à procura. A RP pode ser vista como parte integrante da GLP, resultando da necessidade de otimizar da forma mais rápida possível a procura de eletricidade na rede, face à realidade do sistema que conta com uma oferta muito mais volátil e distribuída.

Estudos de Agrell *et al* (2013) chegaram à conclusão que a instalação da GLP sem os dispositivos adequados para a contagem e transmissão de informação não resulta numa melhoria do bem-estar social. Para ser eficaz, algum tipo de flexibilidade tem de ser introduzida, nomeadamente através dos contadores inteligentes ou *smart meters*. Verbong *et al* (2013) dão como opção para a flexibilidade referida, os utilizadores finais optarem pela troca do uso dos eletrodomésticos. Para tal, estes têm que se tornar também eles “inteligentes” por forma a poderem ser geridos à distância.

Outro aspeto essencial passa pela disposição da procura a participar nesta mudança de paradigma. Tal como exposto na Figura 9, a literatura aponta dois grandes motivos para os consumidores aceitarem as *smart grids* e as alterações nos seus hábitos de consumo de eletricidade (Verbong *et al*, 2013):

→ Razões ambientais - decréscimo do uso da energia e consequentemente das emissões associadas;

→ Incentivos de preços - as *smart grids* permitem o acesso aos preços em tempo real, permitindo aos consumidores reduzirem a sua fatura energética respondendo aos sinais de preços.

Os consumidores precisam de ter incentivos em participar, para partilharem informações, serviços adicionais e beneficiarem de possíveis reduções selecionadas da utilização da carga. Este assunto é abordado com maior detalhe no subcapítulo seguinte.

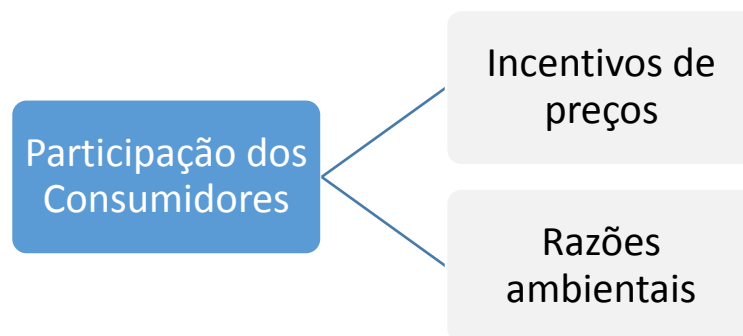


Figura 9 - Razões para a participação dos consumidores nas redes inteligentes e para a alteração nos seus hábitos de consumo. Elaboração própria a partir de Verbong et al (2013)

Reduzir ou mudar o consumo de horas de pico para horas fora de pico é crucial para evitar investimentos em unidades de produção adicional e para dar melhor uso à capacidade existente. Denote-se que *a priori* para as empresas de rede, uma procura ágil traduz-se em custos mais elevados, tanto de capital (*smart metering*) como operacionais (serviços de informação), ao mesmo tempo que reduz rendimentos (Schiavo et al, 2013).

II.2.5 - Expansão do Uso da Eletricidade

Na literatura são geralmente referidas as novas utilizações da eletricidade enquanto fonte de energia. Este fenómeno é coerente com a necessidade de reduzir o peso das emissões relacionadas com a energia uma vez que a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis está num estado mais viável e maduro do que as tecnologias de mitigação das emissões, como por exemplo as relativas às emissões resultantes da combustão de recursos fósseis.

Os principais novos usos emergentes da eletricidade na Europa passam pelo transporte rodoviário e pelas bombas de calor.

Cerca de dois terços das emissões de GEE dos transportes provêm do transporte rodoviário, totalizando o setor do transporte mais de 25% do total de emissões de GEE. É esperado que o consumo de eletricidade por parte das famílias venha a aumentar substancialmente com a utilização progressiva dos veículos elétricos (VE). Existem, no entanto, ainda diversos tópicos que estão a ser analisados para que possa existir uma utilização em larga escala. Estes fatores incluem os custos, autonomia e padronização (standards) das baterias (Crispim et al, 2014).

A Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, 2014) admite que os ORD tenham que adaptar as suas redes em função de novas procuras, como por exemplo a necessidade de estações de carregamento para os VE.

II.3 – REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

II.3.1 - A Regulação da Distribuição de Eletricidade

Os operadores de rede são monopólios naturais - as suas funções custo são subaditivas para a parte relevante dos níveis de produção - e a rede de eletricidade representa um ponto de congestão essencial, logo estes são geralmente regulados.

A regulação justifica-se quando o mercado não funciona de forma socialmente eficaz *per se*. Num mercado normal competitivo, esta mesma concorrência incentiva as empresas a operar de forma eficiente e a reduzirem os seus custos. Isto resulta em preços de retalho mais baixos e um maior excedente social. Este deve ser também o objetivo da regulação que funciona como um substituto do mercado: incentivar a que o mercado em causa procure a eficiência e o ótimo social (Blásquez-Gómez e Grifell-Tatjé, 2011). Esta eficiência deve ser dinâmica e não apenas estática. Os custos tanto podem ser reduzidos através da correção de ineficiências como também em resultado da movimentação da fronteira de custos através de melhorias tecnológicas.

Desta forma, os operadores de redes não investem como as empresas normais porque todas as decisões de investimento são influenciadas por dado método de regulação (Nykamp *et al*, 2012). A forma como os custos e os rendimentos são tratados pela regulação é essencial para a definição da forma como o operador da rede de distribuição pode operar de forma rentável. Conjuntamente com o sistema relativo às regras técnicas externas e as próprias orientações dos ORD, estas definem o modelo de negócio dos mesmos (Shaw *et al*, 2010).

Estrategicamente, as empresas reguladas podem usar a vantagem que têm em termos de informação relativamente à sua atividade - por comparação ao regulador - para aumentar os seus proveitos acima do que seria socialmente desejável. Estas empresas tentam transparecer ter custos superiores aos que realmente têm, esperando que o regulador estabeleça assim preços superiores para a atividade regulada e, portanto, permitindo às primeiras obter lucros superiores (Kopsakangas-Savolainen e Svento, 2010).

Por forma a tentar ultrapassar a seleção adversa resultante da assimetria de informação, a regulação poderá ser do tipo “Custo do Serviço” ou “Taxa de Retorno”, estabelecendo

os preços em função da observação *ex post* dos custos incorridos e de uma taxa de retorno pré-estabelecida. Contudo, ao limitar desta forma os lucros obtidos, perdem-se incentivos a uma gestão mais eficaz e à inovação uma vez que todos os ganhos decorrentes dos aumentos de eficiência vão ser absorvidos pelos consumidores. Por outro lado e porque a remuneração é garantida em função dos custos observados, existe risco moral, ou seja, existe risco de que exista uma menor preocupação com a contenção de custos uma vez que está assegurado o retorno dos mesmos (Kopsakangas-Savolainen e Svento, 2010). Podem ser introduzidos elementos contingentes de custos por forma a lidar com o problema da seleção adversa e evitar a escalada de preços. Não obstante, devido a essas contingências de custos os operadores de rede dificilmente vêm alguma hipótese de compensação pelo risco dos investimentos e das despesas operacionais (OPEX) para projetos piloto e de demonstração, especialmente se estes falharem (Prügler e Bremberger, 2011).

Para a ultrapassagem do problema do risco moral, existem vários modelos de regulação por incentivos que estabelecem a possibilidade de as empresas reguladas absorverem parte dos lucros resultantes de ganhos de eficiência. Esta situação não elimina, no entanto, o problema primeiramente realçado da assimetria de informação (Kopsakangas-Savolainen e Svento, 2010). As propriedades deste tipo de regulação estão, conforme apontado por Joskow (cit. em Agrell *et al*, 2013), dependentes dos custos da obtenção da informação sobre os custos, da separação de tarefas, do papel da independência entre segmentos e das externalidades (Figura 10).

O custo da informação obtida da parte regulada está relacionado com o acesso a um conjunto de custos de referência para comparação entre operadores. Em países com muitos ORD (Alemanha e países escandinavos) estão normalmente juridicamente definidas as normas para a informação a ser recolhida, permitindo aplicar modelos econométricos para o cálculo dos custos eficientes com boa precisão. Quando existem menos ORD sob uma mesma jurisdição nacional, é normalmente utilizada a comparação internacional, pese embora seja necessário corrigir, da melhor forma possível, as diferenças operacionais e de custos entre operadores.

Em relação à separação de tarefas, a regulação corrente vai no sentido de uma grande separação entre os segmentos regulados. A independência passa sobretudo pela separação

contabilística dos ORD e pela separação total de propriedade dos ORT. Já o foco das externalidades que antigamente estava direcionado para os ORT, deverá agora passar para os ORD, sobretudo as externalidades ambientais realçadas nesta dissertação. Sem a devida internalização de parte destas externalidades, não deverá existir uma transposição da política anteriormente mencionada nas decisões de investimento dos ORD e existirá relutância por parte dos mesmos em acarretar com o risco regulatório e de negócio associado (Agrell *et al*, 2013).



Figura 10 - Fatores que influenciam as propriedades da regulação por incentivos segundo Joskow. Elaboração própria a partir de Agrell et al (2013)

Armstrong e Sappington (cit. em Nykamp *et al*, 2012) realçam que a regulação por incentivos providencia incentivos fortes para a redução de custos e consequentemente do investimento, também reduzindo os custos no curto prazo. Por outro lado, a regulação por taxa de retorno apenas providencia incentivos limitados para a redução de custos. Os incentivos para investimentos duradouros e afundados são mais fortes neste segundo tipo, pois o operador de rede tem maior oportunidade de ganhar o retorno de investimento autorizado no longo prazo.

A incerteza criada pela imprevisibilidade regulatória leva também a subinvestimento. Gunthrie (cit. em Nykamp *et al*, 2012) argumenta que sob regulação por incentivos - face à regulação pela taxa de retorno - os acionistas suportam um maior risco de investimento. Para evitar o risco de subinvestimento, os reguladores devem aplicar regulação pela qualidade. Ter-Martirosyan (cit. em Growitsch *et al*, 2010) analisou a relação entre a introdução de regulação por incentivos e as interrupções no abastecimento nos EUA e encontrou um aumento das interrupções.

A regulação pela qualidade aplica-se normalmente através do estabelecimento de metas de qualidade no serviço a prestar pela rede, como por exemplo o número e duração de interrupções no fornecimento de eletricidade. O incumprimento dos parâmetros de qualidade estipulados acarretam penalizações para a empresa regulada e/ou atingir determinados patamares permitem a obtenção de “prêmios de desempenho”. Na Noruega por exemplo, são aplicadas compensações diretas aos consumidores se existirem interrupções superiores a 12 horas seguidas (Growitsch *et al*, 2010). O mesmo estudo anteriormente mencionado de Ter-Martirosyan demonstra que o número de interrupções decresce precisamente através do estabelecimento de *benchmarking* de qualidade. Outros estudos sobre a mesma temática não encontram no entanto esta relação de forma explícita.

Fumagalli (cit. em Growitsch *et al*, 2010) realça ainda outra dimensão a ter em conta relativamente à regulação da qualidade e que diz respeito ao lado da procura, nomeadamente a preferência dos consumidores pela continuidade do abastecimento. Esta poderá ser expressa pela sua disposição-a-pagar pela continuidade de abastecimento ou pelos custos de interrupção incorridos pelos consumidores, em resultado da fraca qualidade da rede (Figura 11). O objetivo do operador de rede deverá ser providenciar qualidade de forma ótima como um bem económico, ou seja, só deverão oferecer mais qualidade quando isto permitir uma redução líquida dos custos sociais totais, ou quando o custo marginal dessa oferta for igual à redução dos custos externos da energia não fornecida.



Figura 11 - Formas de avaliação da preferência pela continuidade de abastecimento por parte dos consumidores, segundo Fumagalli. Elaboração própria a partir de Growitsch et al (2010)

Para endereçar simultaneamente os problemas da seleção adversa e do risco moral existe ainda um tipo de regulação conhecido por “Menu de Contratos” onde para cada empresa são apresentados um conjunto de contratos contingentes de custos de entre os quais a empresa poderá escolher (Kopsakangas-Savolainen e Svento, 2010). Este tipo de regulação consegue introduzir alguma flexibilidade na escolha das ações da empresa regulada, mantendo a contingência nos custos, não resolvendo, contudo, a totalidade dos problemas referidos.

Agrell *et al* (2013) identificam três problemas estruturais da regulação atual:

1. A contenção dos custos absolutos não é viável, pois estes irão aumentar;
2. O principal motor do rendimento - a energia transportada - irá gerar menos rendimento no futuro (eficiência energética intrínseca ao intuito das inovações);
3. Os incentivos explícitos são fracos ou ineficientes para atividades como o desenvolvimento e coordenação de redes inteligentes.

II.3.2 - Separação Vertical e Liberalização

O processo de liberalização do setor da eletricidade na Europa e a separação das empresas anteriormente verticalmente integradas criou um novo panorama ainda em transformação. Este é agora constituído por um maior número de empresas privadas de menor dimensão. Desta forma, o ambiente a montante e a jusante das redes é agora

caracterizado por uma maior incerteza e concorrência, ao mesmo tempo que é apertada a regulação dos segmentos de rede (Meeus e Saguan, 2011).

As Diretivas da Eletricidade apresentadas foram sendo cada vez mais rígidas quanto à separação vertical entre empresas que operam na cadeia de valor da eletricidade. A primeira de 1996⁷ apenas impunha gestão separada para os ORT e separação contabilística para os ORT e os ORD. A segunda diretiva de 2003⁸ impôs uma gestão independente também para os ORD, assim como controlos sobre a independência operacional dos ORT e ORD, se forem subsidiárias de outras empresas. A terceira diretiva de 2009⁹ veio requerer a separação completa para os ORT e o reforço da independência dos ORD (Agrell *et al*, 2013).

Apesar da imposição destas regras por parte da Comissão Europeia, a implementação da separação vertical e liberalização dos extremos da cadeia de valor é ainda contestada, existindo indícios de práticas preferenciais entre empresas que se mantêm no mesmo grupo e quotas de mercado muito superiores para as empresas que eram já incumbentes (Agrell *et al*, 2013). Para além de práticas preferenciais pode também existir subsidiação cruzada no caso de haver uma separação vertical insuficiente, o que pode restringir a concorrência em termos de preços (Crispim *et al*, 2014). Em nenhum Estado-Membro foi imposto o *rebranding* das empresas que se separaram, que puderam assim manter a mesma marca. Nikogosian e Veith (2011) encontram preços muito superiores nos mercados com algum tipo de integração vertical, face àqueles que apresentam empresas completamente separadas. A necessidade da implementação completa dos requisitos do terceiro pacote regulatório para a energia é reconhecida também pela ACER¹⁰ que, ainda em 2014, recomendou o reforço da monitorização por parte do Conselho Europeu de Reguladores da Energia (ACER, 2014).

Atualmente, as regras de *unbundling* impõem na prática poucos requisitos aos ORD, podendo requisitos adicionais serem implementados gradualmente com as alterações que a PD vai introduzindo à medida que penetra mais no sistema. Um procedimento de gestão adequada da informação deve garantir a disponibilidade da mesma para todos os

⁷ Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996

⁸ Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003

⁹ Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009

¹⁰ Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia da União Europeia

participantes de mercado interessados. Por outro lado, os ORD mais pequenos que pretendam desempenhar atividades adicionais e que estão isentos dos requisitos de *unbundling* – conforme o artigo 26º da Diretiva 2009/72/CE - poderão ter que ser sujeitos a requisitos que estejam relacionados com essas novas funções (Ruester *et al*, 2014).

Conforme desenvolvido com maior profundidade no ponto “Papéis” deste subcapítulo, a separação vertical clara entre as entidades de rede não será provavelmente um assunto que irá ser facilitado pelo novo paradigma das redes de distribuição. Será no entanto essencial para que a distribuição de tarefas entre agentes seja bem-sucedida, o que vem realçar a necessidade de resolver os “assuntos pendentes” à última Diretiva da eletricidade.

II.3.3 - Inovação

Pode ser argumentado que o incentivo à inovação é um assunto complexo independentemente da existência ou não da regulação. Contudo, parece inequívoco que as empresas em mercados competitivos têm maiores incentivos à inovação do que em monopólio. Nykamp *et al* (2012) referem que existe uma grande influência da regulação na mudança tecnológica das redes de energia, nomeadamente através dos incentivos ao investimento, da participação na investigação e desenvolvimento e da implementação de novas tecnologias (Figura 12).

Devido à separação vertical face aos restantes pontos da cadeia, os ORD têm interesse económico em novas tecnologias de rede apenas se: estas contribuírem para a faturação de eletricidade antes não faturada, graças a um melhor sistema de contagem; se permitirem menos perdas na rede ou se se traduzirem em menores necessidades de reforço da rede através do comportamento de *peak-shaving* dos consumidores. Já o controlo avançado de recursos energéticos distribuídos, a PD e a participação de *prosumers* nos mercados locais para serviços de rede, são geralmente vistos como incentivos negativos por parte dos ORD (Meeus *et al*, 2010).



Figura 12 - Influência da regulação na mudança tecnológica das redes de eletricidade. Elaboração própria a partir de Nykamp et al (2012)

Quanto maior o período regulatório e dessa forma os desfasamentos temporais, maiores os incentivos para a redução de custos e portanto para inovações que levem à poupança de custos. Contudo, as empresas reguladas podem não explorar totalmente o potencial das inovações ou apenas fazê-lo com atraso, se for expectável um ajustamento regulatório (Sweeney cit. em Nykamp *et al*, 2012). As empresas podem ter uma *performance* mais baixa propositadamente por forma a evitar requisitos regulatórios mais ambiciosos no futuro.

A inovação processo aumenta a eficiência da produção e como tal, é comparável a reinvestimentos (decrécimo dos custos variáveis da produção), enquanto a inovação produto aumenta a disposição a pagar dos consumidores, e portanto, da procura. As inovações produto afetam desta forma as despesas de capital e podem ser comparados a melhorias na qualidade (Prügler e Bremberger, 2011).

Tal como apresentado na Figura 13, enquanto os custos com inovação produto são classificados como CAPEX, os custos com inovação processo são considerados como OPEX. Os incentivos para a redução de CAPEX são mais difíceis de implementar do que para as OPEX pois os *payback periods* dos investimentos necessários são superiores aos períodos regulatórios (Nykamp *et al*, 2012).

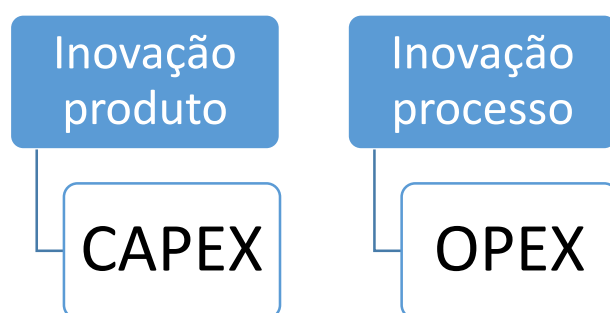


Figura 13 - Correspondência entre a classificação das despesas associadas a inovações produto e inovações processo. Elaboração própria a partir de Nykamp *et al* (2012)

Brunekreeft e Bauknecht (cit. em Prügler e Bremberger, 2011) concluem que um *mix* de mecanismos regulatórios baseados em custos e em preços providenciam as melhores soluções para incentivar ambos os tipos de inovação em simultâneo.

A literatura conclui que a regulação por incentivos, em comparação com os outros tipos de regulação, dá melhores incentivos à inovação com um horizonte temporal de curto prazo. Estes investimentos e inovações focam-se sobretudo na redução das OPEX. Contudo, os efeitos da regulação por incentivos no investimento e inovação com horizonte de longo prazo, e que tem um impacto crucial nas CAPEX, é ambíguo (Nykamp *et al*, 2012). Por outro lado, se um ORD tiver que fornecer novos serviços, como é o caso em algumas tecnologias associadas às *smart grids*, os custos associados de inovação poderão não ser cobertos pela regulação por incentivos, impossibilitando o reembolso dos mesmos (Muench *et al*, 2014).

Dada a incerteza relativa aos benefícios ligados à PD, a literatura sugere que a regulação da distribuição deve providenciar fontes adicionais de rendimento para compensar o natural aumento de custos. Alguns autores (Frías *et al* e Jode *et al*, cit. em Schiavo *et al*, 2013) sugerem a aprovação de custos de CAPEX relacionados com a PD e a introdução de receita direta baseada na capacidade instalada e na produção de eletricidade a partir de fontes distribuídas.

Tal como a regulação sobre a qualidade, uma regulação adicional sobre a inovação pode levar a incentivos de curto prazo contrários aos objetivos da regulação por incentivos – o aumento de custos. Contudo, a regulação por incentivos não deve apenas ter como objetivo a diminuição de custos, mas também o aumento da eficiência e da produtividade (Nykamp *et al*, 2012).

Alternativamente, os reguladores utilizam soluções fora do mercado como as tarifas *feed-in*, a prioridade de despacho, os subsídios ao investimento ou os privilégios de conexão, por forma a acelerar a implementação de novas tecnologias mais limpas e eficientes (Agrell *et al*, 2013).

Independentemente da sua forma, o incentivo à inovação deve ser visto como um subproduto da regulação que pretende atingir determinados objetivos, ou seja, não deverá existir apoio direcionado apenas a determinada tecnologia, mas antes a determinado fim de acordo com os objetivos regulatórios para o setor. Este tipo de apoio à inovação garante uma regulação tecnologicamente neutra (Indra *et al*, 2015).

II.3.4 - Papéis

Num enquadramento dominado pela informação e pela economia, o paradigma regulatório clássico - onde as funções estavam bem especificadas e atribuídas a um só agente - passa para uma situação onde múltiplos agentes podem assumir funções, incluindo custos e benefícios privados.

No “quem é quem” do novo paradigma regulatório os autores Muench *et al* (2014) levantam as seguintes questões:

- Quem paga as tecnologias das *smart grids*?
- Quem se apodera dos benefícios resultantes?
- Quem é responsável pela construção da infraestrutura de informação?
- Quem deverá juntar a informação do sistema de distribuição da energia?
- Quem opera as *smart grids*?

A Diretiva¹¹ das fontes de energia renovável (FER) de 2009 estipula, no artigo 16º, que os operadores de rede têm a obrigação de dar a conhecer as análises de custo-benefício relativas à conexão de FER, e que os custos residuais ou são partilhados pelos utilizadores da rede utilizando um critério objetivo, transparente e não-discriminatório ou é absorvido pelo operador de rede.

As responsabilidades não estão definidas, nomeadamente no que diz respeito à capacidade de armazenamento e à gestão da procura, o que levanta a questão de saber se deverão ser os operadores de rede a geri-las (Nykamp *et al*, 2012). As *smart grids* podem ser dominadas pelos incumbentes atuais ou por novos entrantes, como pequenas empresas inovadoras ou novas *utilities* municipais ou regionais, ou por um híbrido destas soluções (Verbong *et al*, 2013).

Em teoria a propriedade e gestão de equipamento avançado de contagem e tratamento da informação podem ser executadas pelos agentes regulados (que poderá ser um ORD, ou uma terceira entidade regulada) ou poderá ser aberto à concorrência (Ruester *et al*, 2014).

Esquemas de incentivos unificados para produção renovável e calor teriam vantagem em passar pelos ORD pois estes encontram-se ligados a praticamente todos os locais, contrariamente por exemplo às redes de telecomunicações ou de gás natural. As instalações a partir de fontes renováveis que produzam ou utilizem eletricidade devem estar em ligação com os ORD, informando quanto às suas intenções de conexão à rede. Daqui resultariam recomendações quanto às especificações técnicas mais adequadas para novos geradores ou bombas de calor (Shaw *et al*, 2010).

Sweco *et al* (2015) consideram essencial a emergência de entidades agregadoras que obtenham flexibilidade a partir da junção de pequenos produtores. Consideram ainda que este papel poderia ser desempenhado por várias entidades como fornecedores, retalhistas, empresas de telecomunicações ou novas empresas especializadas. Estas entidades podem, no entanto, entrar em conflito de interesses com as entidades responsáveis pelo equilíbrio do sistema, nomeadamente os segmentos de rede. A sua participação nos mercados desregulados não deve portanto pôr em causa o sistema e nenhum participante nos

¹¹ 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho

mercados desregulados deverá poder vender energia que não tenha adquirido anteriormente.

Existe um valor identificável para as entidades municipais gerirem grupos de produtores distribuídos, utilizando os seus recursos no planeamento espacial sob a sua jurisdição para coordenar o desenvolvimento futuro de conexões. Estes valores compreendem (Hall e Foxon, 2014):

1. Aumento do investimento em esquemas de energia nas áreas respetivas, impostos e emprego resultantes destes investimentos;
2. Possibilidade de investimento interno adicional noutros setores;
3. Controlo da tensão no fornecimento de eletricidade municipal.

As entidades privadas terão dificuldade em desenvolver os seus próprios modelos de redes inteligentes sem o apoio da política governamental. Por outro lado, também a investigação em *smart grids* ao nível das empresas, poderá não ser capaz de explicar o desenvolvimento desta rede de energia (Farhangi cit. em Lin *et al*, 2013).

Giordano e Fulli (2012) argumentam que o papel dos governos europeus é construir uma plataforma agregadora para casas inteligentes, integrando o retalhista de energia, o consumidor e o operador da rede de distribuição na mesma rede.

Relativamente à capacidade de armazenamento local, estes ativos devem ser atribuídos a parceiros comerciais uma vez que a operação das instalações de armazenamento no mercado de eletricidade desagregado está sujeita a concorrência. Contudo, em futuros casos onde se pretenda evitar reforços com equipamentos adicionais, instalações de armazenamento podem ser mais eficientes para os ORD com efeitos positivos para a restante cadeia de valor. Mais, os objetivos de otimização diferem. O *trader* procura explorar a arbitragem de preços enquanto o operador da rede de distribuição procura resolver os problemas da rede local. Poderá portanto ser economicamente razoável, permitir que os ORD invistam, a nível local, em capacidade de armazenamento e que operem essa rede para efeitos do cumprimento dos requisitos técnicos da rede de distribuição¹² (Nykamp *et al*, 2012).

¹² Parece existir um certo paralelismo com o equilíbrio da tensão na rede.

O papel do gás neste novo regime poderá ser também alvo de discussão. A introdução em larga-escala de micro soluções de centrais de produção combinada de calor e eletricidade pode colocar os agentes do gás numa posição central num regime mais descentralizado.

Relativamente à responsabilidade na implementação das redes inteligentes, por um lado temos os fornecedores de energia que têm a oportunidade de contactar cada consumidor individualmente. Por outro, o lançamento rua a rua dos operadores de rede permite uma rede ótima através da construção de uma rede inteligente numa comunidade inteira de uma só vez, permitindo autonomia da rede central ao custo de perder a liberdade de escolher o fornecedor de energia (Verbong *et al*, 2013).

Quanto mais os RED conseguirem competir com os ORT, mais importantes se podem tornar os ORD na cadeia de abastecimento. Os RED podem oferecer uma série de produtos para a gestão de problemas de curto prazo na rede, para a otimização dos custos de manutenção da qualidade do serviço, para a redução das perdas da rede e para a redução ou adiamento de necessidades de investimentos futuros na rede (Ruester *et al*, 2014).

Uma clara hierarquia de funções tem de ser estabelecida entre os ORT e os ORD. Os ORT são a parte responsável pelo equilíbrio do sistema. Esta noção implica que os ORD, após terem levado a cabo as suas atividades relacionadas com os RED, submetam os seus protocolos aos ORT (Ruester *et al*, 2014). Estes últimos terão de conhecer as interações dos primeiros. Os ORD terão provavelmente de operar sistemas de controlo local, tendo agora ambos de controlar a procura e fornecimento de energia (Agrell *et al*, 2013).

Mais, os produtos que os ORT e os ORD usam para assegurar a fiabilidade das redes devem ser claramente definidos. Para além das diferenciações técnicas, produtos com valor económico para os operadores de sistemas podem ser diferenciados por região, assim como pelo seu *timing*.

Os ORD tanto poderiam procurar serviços apenas para satisfazer as suas necessidades como poderiam obter serviços em lugar dos ORT. Alternativamente poderia existir uma situação em que ambos obteriam estes serviços em simultâneo (Batlle e Rivier cit. em

Ruester *et al*, 2014). Mesmo com um desenho eficiente dos serviços, uma melhor coordenação entre ORD e ORT será necessária.

A exploração de sinergias poderá ser incentivada através do estabelecimento conjunto de objetivos, com as tarefas devidamente delegadas aos agentes. A teoria da equipa também poderá facilitar a análise de acordos conjuntos entre os agentes em diferentes patamares, para a minimização de esforços e para arranjos de mercado (Agrell *et al*, 2013).

Existem dúvidas sobre a capacidade da existência de mercados neutrais e não discriminatórios, no caso dos operadores de rede estarem insuficientemente desagregados. Por outro lado, a possibilidade de socializar custos pode ajudar à introdução de novas infraestruturas.

A adequação de determinado modelo vai depender das condições específicas do sistema, tais como a escala e abrangência do potencial económico, o grau de incerteza relativo às soluções tecnológicas ou as preocupações relativas a possíveis barreiras de entrada no mercado. Enquanto as estruturas de mercado estiverem a evoluir, os atores comerciais podem afastar-se do investimento. Em contraste, a recuperação via socialização dos custos pelos utilizadores da rede pode dar início a novos mercados. Os reguladores devem ter o cuidado de não fechar as estruturas de mercado através dos ORD se tornarem incumbentes uma vez que as novas tecnologias sejam lançadas em escala e os atores comerciais queiram entrar no mercado (Ruester *et al*, 2014).

A visão da Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, 2014) para as tarefas a desempenhar pelos ORD em 2025 prevê que estes sejam facilitadores neutrais de novos serviços a prestar aos consumidores por entidades terceiras, assegurando sempre o funcionamento do sistema. Esta agência admite a utilização das soluções inteligentes diretamente por estes e sobretudo um papel mais ativo dos mesmos no setor. O seu papel na proteção face a ameaças à segurança do abastecimento deve ser reforçado, incluindo a cibersegurança, assim como a gestão da informação privada dos clientes.

Conforme é possível perceber desta secção - em termos estruturais - a definição, organização e atribuição de tarefas a agentes específicos poderá ser tão importante quanto os incentivos monetários oferecidos aos próprios agentes.

II.3.5 - Recursos Energéticos Distribuídos

Ruester *et al* (2014) identificam quatro recursos energéticos distribuídos principais que se encontram representados na Figura 14:

1. Produção distribuída (PD) – Tecnologias mais maduras para a produção de energia renovável que reduziram os custos associados de investimento em conjunto com diversos esquemas nacionais de incentivos levaram a uma grande penetração da PD;
2. Armazenamento distribuído (AD) – O AD pode tornar-se viável a todos os níveis de corrente e em grandes quantidades;
3. Veículos Elétricos (VE) – Prevê-se um aumento do uso de veículos elétricos que se carregam na rede e a possibilidade de estes também injetarem eletricidade de novo na mesma e oferecerem outros serviços dos veículos para a rede;
4. Resposta da procura (RP) – Inicialmente a resposta da procura apenas se previa do lado dos grandes clientes industriais, no entanto vários desenvolvimentos tecnológicos tornaram este conceito interessante para clientes comerciais e residenciais mais pequenos. A Comissão Europeia prevê que pelo menos 80% das famílias europeias deverão estar equipadas com sistemas inteligentes de medição em 2020.

Estas fontes distribuídas de energia podem providenciar diversos serviços com valor económico à rede, podendo competir com as fontes de produção de eletricidade centralizadas. Os principais desafios regulatórios para os RED passam pela reestruturação dos incentivos para as tarefas já existentes e pelo alinhamento de novas tarefas.

Já em 2005, Brunekreeft e Ehlers (cit. em Agrell *et al*, 2013) haviam concluído que, tanto o *unbundling* como a regulação por incentivos, tenderiam a acarretar distorções no *timing*, volume e tipo de investimentos em produção distribuída, levada a cabo pelos

ORD. Isto acontece nomeadamente através da influência das estimativas de despesas de capital.



Figura 14 - Principais recursos energéticos distribuídos. Elaboração própria a partir de Ruester et al (2014)

Para níveis elevados de RED ligados à rede, os custos totais da gestão do *business-as-usual* devem aumentar. Investimentos substanciais serão necessários no futuro para estas novas ligações, assim como para a montagem das infraestruturas de informação e comunicação. Os RED permitem no entanto a gestão ativa dos sistemas de gestão da distribuição e têm o potencial decrescer estes custos.

Os RED têm o potencial de reduzir os OPEX em relação ao *business-as-usual*, mas o mesmo não é claro em relação aos CAPEX. Estes podem ser reduzidos no longo-prazo pelo adiamento de investimentos na rede (Ruester et al, 2014). Existe portanto um efeito substituição entre o investimento em infraestrutura e o investimento operacional.

A PD pode ter impactos distintos em função das características específicas de cada rede, o tipo de gestão operacional e a dinâmica subjacente à mesma. A dinâmica pode variar por exemplo em relação ao crescimento ou decréscimo da procura de eletricidade e a maior ou menor necessidade de substituição de ativos. O impacto dos investimentos levados a cabo pelos ORD também varia substancialmente em função dos locais onde os produtores escolhem fazer as suas conexões com a rede. Se a nova PD for maioritariamente em locais onde a capacidade de ligação não exista, será de esperar que os custos sejam significativamente superiores, face a locais onde exista capacidade disponível (Indra *et al*, 2015).

A regulação deverá ter em conta não apenas o aumento do custo total da distribuição como também a alteração das estruturas das OPEX e CAPEX, a escolha ótima entre ambos e os incentivos à introdução de novas soluções (Ruester *et al*, 2014).

A integração de veículos elétricos (VE) no sistema apresenta diversos desafios regulatórios, especificamente no que diz respeito ao investimento e operação de infraestruturas. A velocidade da eletrificação do transporte rodoviário está essencialmente dependente da capacidade das baterias dos VE – tanto em termos de performance como de dimensão e peso – e da redução dos tempos de recargas (Schiavo *et al*, 2013). O tempo de recarga poderá também ser minimizado por soluções mais flexíveis, incluindo a capacidade dos próprios veículos se recarregarem autonomamente.

Gómez San Román *et al* (cit. em Schiavo *et al*, 2013) estabelecem a distinção entre 2 modos de carga:

1. Privado – localizado nas residências;
2. Público – de acesso livre aos VE, localizado ou em áreas de estacionamento privadas ou em espaços públicos.

Para o carregamento privado, o proprietário terá que ter eventualmente a permissão para ter 2 contratos e contadores diferentes de fornecimento. Para as estações de carregamento (EC) em propriedade privada, mas de acesso público, o proprietário deverá poder desempenhar o papel de fornecedor de energia, que compra e vende eletricidade aos proprietários dos VE (juntamente com outros serviços tais como o carregamento rápido). Para as EC em áreas públicas assume-se que serão desenvolvidas pelos

operadores de distribuição e o seu custo recuperado através das tarifas. Neste caso, é necessário assegurar que os fornecedores de energia têm acesso à EC de forma não discriminatória (Schiavo *et al*, 2013).

Tem sido contudo sugerido, que as EC em espaços públicos não sejam necessariamente desenvolvidas pelo distribuidor local. A Eurelectric (cit. em Schiavo *et al*, 2013) propõe 3 modelos de negócio:

1. Todos os ativos diretos para o carregamento de VE são considerados como externos à rede de distribuição existente;
2. Desenvolvimento de uma rede de carregamento proprietária (a nível nacional ou regional) em que o dono da infraestrutura é também o único fornecedor de eletricidade (o investimento seria recuperado através dos proprietários dos VE);
3. Semelhante ao 2º, mas as autoridades locais seriam proprietárias da área pública e introduziriam um esquema de licenciamento onde várias empresas (incluindo os distribuidores) poderiam licitar para servir diferentes localizações.

O foco da regulação deverá passar da obtenção de ganhos operacionais de eficiência para a facilitação do alcance de objetivos ambientais e de segurança de abastecimento. Modelos de negócio explorando possibilidades de arbitragem decorrentes de ineficiências e tratamentos diferentes entre diferentes tecnologias de RED, ou diferentes tipos de consumidores e produtores, podem surgir na ausência de modelos tarifários adequados (Ruester *et al*, 2014).

II.3.6 – Participação dos Agentes de Mercado

Meeus e Saguan (2011) identificam duas barreiras essenciais à inovação no sistema elétrico a serem endereçadas pela regulação. A primeira diz respeito aos incentivos à inovação por parte das empresas reguladas. A segunda diz respeito aos incentivos à participação dos consumidores finais nessas mesmas soluções inovadoras.

Geelen *et al* (2013) realçam que por muito que se avance no *hardware* e *software* de gestão do consumo e produção dos utilizadores da rede, estes automatismos vão necessitar sempre de algum tipo de intervenção e decisão por parte dos utilizadores.

Os utilizadores da rede não são apenas guiados pelos custos, mas antes pelas atividades para as quais produzem ou consomem eletricidade, e para as quais de forma automática os leva a consumir o conjunto de serviços da rede (Meeus e Saguan, 2011).

A gestão ativa da rede implica que o acesso à rede dos produtores possa ser restringido em momentos de congestão da rede. Mesmo que estas restrições se limitem a algumas horas de baixa procura ou grande oferta, os produtores têm um desincentivo em participar neste tipo de inovação. Esquemas de apoio que beneficiem a produção distribuída em função do seu output sem considerar as limitações do sistema, apenas agravam este desincentivo (Meeus e Saguan, 2011). Segundo Wang *et al* (2014) normalmente as necessidades do sistema por serviços de reserva e de regulação são inferiores às transações de energia e têm por isso preços inferiores. Contudo, alguns agentes conseguem já obter ganhos superiores por estes serviços face à venda de energia.

A procura de serviços auxiliares¹³ deverá aumentar com a crescente penetração das energias renováveis enquanto fontes produtoras para a rede, devido à volatilidade da tensão introduzida na rede e a multiplicidade de fontes. Por outro lado também o número de agentes capazes de contribuir para estes serviços deverá aumentar através dos micro produtores e dos contadores inteligentes (Wang *et al*, 2014).

Os contadores inteligentes podem trazer várias vantagens aos consumidores como poupanças de energia, serviços inovadores, proteção ambiental ou maior controlo sobre o consumo (JRC, 2014). Estes pressupõem que os consumidores possam receber sinais de mercado nas suas casas, mas o acesso ao contador requer mais do que a sua instalação para o uso das empresas de distribuição (Meeus e Saguan, 2011). O consumo pelas famílias depende da combinação da tecnologia com o comportamento dos utilizadores finais e existe preocupação sobre a inexistência de produtos e serviços de apoio aos consumidores nos seus novos papéis. As redes e contadores inteligentes facilitam a inovação tarifária necessária para melhorar a eficiência na utilização final que permita

¹³ Serviços auxiliares correspondem aos serviços necessários para a exploração de uma rede de transporte ou distribuição (Parlamento Europeu e Conselho, 2009)

poupanças diretas para os consumidores. A inovação tarifária pode ainda endereçar preocupações específicas tais como a fiabilidade e a acessibilidade (Geelen *et al*, 2013).

Hargreaves *et al* (cit. em Verbong *et al*, 2013) investigam como é que as famílias reagem ao *feedback* resultante dos monitores das *smart grids*. Concluem que não existe uma relação causa-efeito entre a provisão de *feedback* e o racional de decisão relativo à procura de energia. O monitor não é uma tecnologia neutra. Não só a aparência estética importa, como também se torna parte das negociações domésticas quanto ao consumo de energia. Isto pode levar a um sentimento de grande cooperação e sensação de poder, mas também a conflitos.

Bhattacharyya (2011) identificou também diversas barreiras de mercado para os consumidores relativamente a medidas e tecnologias que permitam a eficiência energética. Estas incluem os incentivos deslocados, a falta de acesso a financiamento, as falhas na estrutura de mercado, os preços e regulação inapropriados, o “*gold plating*” e a falta de informação ou a sua incorreção (Figura 15).

Quando o utilizador da energia difere do investidor na medida de eficiência energética, podem os incentivos estar deslocados, ou seja, a pessoa sujeita aos incentivos não é a parte interessada nos mesmos. Bhattacharyya dá o exemplo das propriedades arrendadas onde os proprietários não obtêm os ganhos resultantes do investimento em eletrodomésticos e outras tecnologias mais eficientes, mas muitas vezes mais caras.

A barreira financeira é característica de grupos com rendimentos mais baixos. Existe normalmente sempre uma parte da população que tem dificuldade no acesso ao crédito e que não consegue encontrar assim meios para este tipo de investimento. Mais o investimento em eficiência energética não é prioritário para muitos consumidores, tendo em conta as suas opções de investimento.

A estrutura de mercado pode influenciar se existir uma concentração excessiva das empresas que manufacturam os equipamentos consumidores de eletricidade e se estas não tiverem interesse em adotar medidas de eficiência energética. Por outro lado e conforme já atrás discutido podem também existir imperfeições nos sinais de preços das *utilities*, assim como da regulação, que deverão garantir que os utilizadores reconhecem e têm incentivo em adotar este tipo de medidas.

O “*gold plating*” consiste no argumento que as opções energeticamente eficientes se encontram misturadas com outras características e que portanto as decisões que os consumidores têm de tomar não são entre ter ou não a componente eficiente, mas antes entre ter ou não esse conjunto de características.

A informação pode constituir barreira de várias formas. Esta pode não existir ou existir apenas de forma parcial. Outra forma de desvio de comportamento ocorre pela sua fraca fiabilidade. Por outro lado, a sua obtenção não é necessariamente gratuita, mas pode ter antes um custo em termos monetários ou de tempo. Por último, mesmo estando os agentes na posse da informação, estes têm de conseguir utilizá-la de forma e em tempo útil, não se refletindo necessariamente em ganhos de eficiência se tal não suceder.

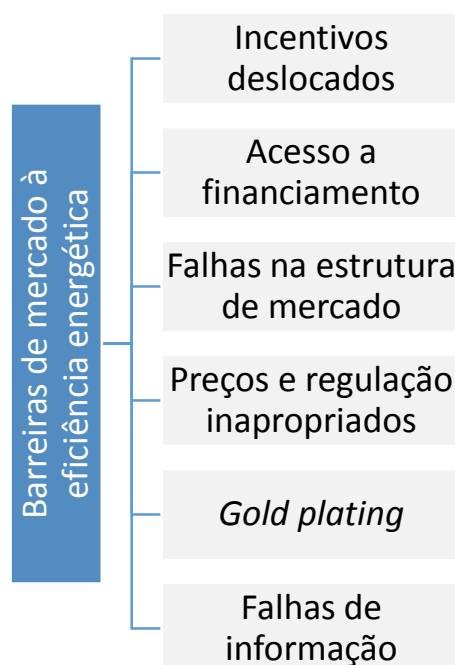


Figura 15 - Barreiras de mercado à eficiência energética. Elaboração própria a partir de Bhattacharyya (2011)

A adoção das soluções inovadoras deve ser acompanhada por intervenções políticas que induzam as alterações tecnológicas no sentido desejado. O desenho de mercado, as regulações que promovam tarifas dinâmicas e campanhas de informação e sensibilização junto dos consumidores podem ajudar neste sentido (Torriti *et al*, 2010). Swisher *et al* (cit. em Bhattacharyya, 2011) identificam três tipos de intervenção pública para colmatar a necessidade de informação (Figura 16): os programas de informação e rotulagem; as normas e regulação; os mecanismos fiscais e financeiros. De resto, a informação tem as

características de um bem público pois de uma forma geral o seu consumo por determinado agente não reduz a sua disponibilidade face aos outros e esta pode também geralmente ser disponibilizada a um custo marginal baixo.

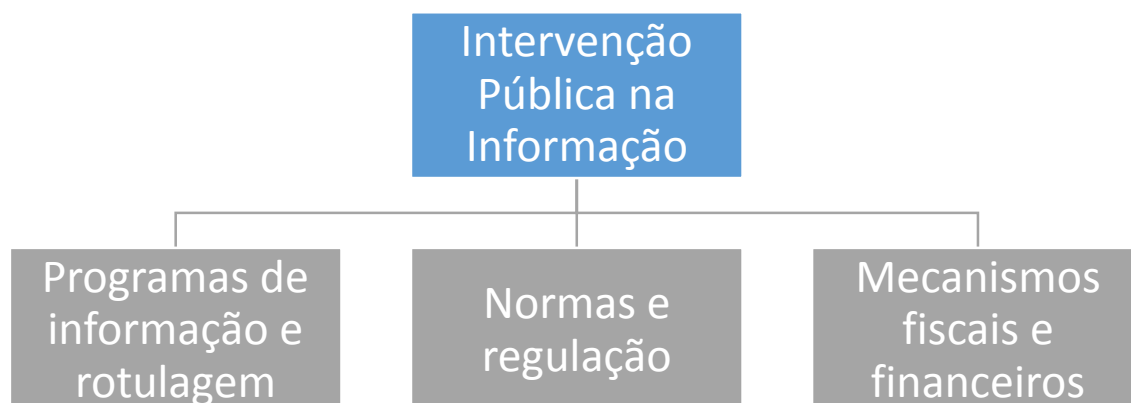


Figura 16 - Tipologia de intervenção pública no combate à necessidade de informação segundo Swicher et al. Elaboração própria a partir de Bhattacharyya (2011)

A privacidade é considerada como uma questão que pode bloquear significativamente a introdução bem-sucedida das redes inteligentes e da GLP. A informação detalhada sobre o consumo de eletricidade dá aos agentes de mercado muita informação sobre o seu comportamento (Verbong *et al*, 2013). As recomendações da ACER (2014) incluem a segurança da gestão destes dados como responsabilidade dos ORD.

Para além da questão da privacidade prevê-se um crescente número de agentes e a utilização da internet e de aplicações para a gestão da rede. A cibersegurança do sistema é vista com preocupação (ACER, 2014) devido ao risco de o sistema ser pirateado e de serem extraídos indevidamente dados relevantes relativos tanto aos consumidores como aos restantes utilizadores da rede. Crispim *et al* (2014) sugerem uma separação entre os dados relativos aos clientes, que incluem dados de faturação e do funcionamento dos contadores inteligentes e os dados relativos à operação do sistema.

III – METODOLOGIA

Para a resposta às Questões de Investigação levantadas, é exposto no Capítulo IV desta dissertação uma discussão que tem sobretudo por base uma análise da revisão de literatura atrás apresentada. Os artigos foram selecionados inicialmente a partir da pesquisa nas bases de dados bibliográficas *AtoZ*¹⁴ e *b-on*¹⁵, e do motor de pesquisa *Google Académico*, a partir de expressões-chave em inglês que envolvessem sustentabilidade, o setor da eletricidade, o segmento da distribuição, a inovação e regulação entre outros. Mais alguns artigos e relatórios foram selecionados a partir das referências dos primeiros artigos, para temáticas consideradas fundamentais, mas sempre restringindo a pesquisa a artigos relativamente atuais. Paralelamente a pesquisa passou também pela consulta de diversos relatórios disponíveis no *site* da Direção-Geral da Energia da Comissão Europeia¹⁶ e da Agência Internacional de Energia¹⁷ e pela pesquisa de documentos oficiais da Comissão na sua “base de dados jurídica”, *EUR-lex*¹⁸. Foram também consultados livros na posse do autor ou pertencentes à biblioteca da Faculdade de Economia da Universidade do Porto, que foram utilizados durante a parte curricular do mestrado e considerados relevantes.

Para a primeira Questão são contrastadas as ideias apresentadas com dados secundários recolhidos junto das bases de dados do Eurostat e da Agência Europeia do Ambiente, tratados com a ajuda da ferramenta de cálculo do *Microsoft Office* – o *Excel*. A mesma ferramenta foi utilizada para a elaboração de apresentações gráficas, com o apoio do *Microsoft Office Power Point* e do *software SmartDraw*, tendo como objetivo justificar empiricamente com os dados mais recentes disponíveis, as relações mencionadas. As relações encontradas são depois aglomeradas num esquema-resumo representado na Figura 17.

Por forma a responder à segunda Questão de Investigação é em primeiro lugar feito um resumo das duas temáticas essenciais à mesma – a inovação e a regulação – orientadas para o segmento da distribuição da eletricidade, a partir da revisão da literatura.

¹⁴ <http://atoz.ebsco.com/>

¹⁵ <http://www.b-on.pt/>

¹⁶ <http://ec.europa.eu/energy/en>

¹⁷ <http://www.iea.org/>

¹⁸ <http://eur-lex.europa.eu/homepage.html>

Em primeiro lugar, procura-se sintetizar as características essenciais para a inovação, os problemas que se pretendem resolver e as formas de aplicação da mesma. Dada a indisponibilidade de bases de dados estatísticas relativamente às *smart grids* e à inovação no segmento da distribuição de eletricidade¹⁹, é também utilizado o relatório “Smart Grid Projects Outlook 2014” do Centro Comum de Investigação da Comissão Europeia, considerado o documento de referência para dados estatísticos relativos às redes inteligentes na UE.

Para a síntese da regulação são resumidas as principais questões regulatórias e é privilegiada a confrontação destas questões com a última Diretiva da Eletricidade da UE²⁰. É feita igualmente uma análise crítica dos incentivos à inovação dos diversos modelos regulatórios abordados na revisão da literatura, assim como de outros aspetos relevantes. São utilizados ainda dados retirados manualmente e tratados em *Excel*, do relatório “Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity” da Comissão Europeia, que apresenta dados relativamente aos contadores inteligentes e assuntos relacionados de 24 dos Estados-Membros da UE.

A partir da discussão são depois identificados pelo autor, com base na discussão e revisão efetuada, mas de forma subjetiva, aqueles que considera serem os principais problemas que subsistem na implementação de inovação no setor.

¹⁹ Apenas na base de dados estatística da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) foi possível encontrar dados específicos sobre *smart grids* – neste caso o nº de patentes registadas nesse âmbito. Foi considerado pouco relevante, com a agravante de apenas 21 dos 28 Estados-Membros da UE fazerem parte da OCDE.

²⁰ 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho

IV. DISCUSSÃO: INOVAÇÃO E REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

IV.1 - A IMPORTÂNCIA DO SEGMENTO DA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE PARA A SUSTENTABILIDADE E A SUA DEPENDÊNCIA DA REGULAÇÃO

Conforme é possível observar pelo Gráfico 1, o setor da energia foi responsável em 2012 por mais de 79% das emissões de GEE na UE. Esta representa a principal quota de responsabilidade, tendo as indústrias da energia a principal fatia deste setor – cerca de 39% das emissões do setor e consequentemente quase 31% das emissões totais²¹. Daqui resulta clara a dependência entre a sustentabilidade e a energia, nomeadamente através do impacto da segunda nas alterações climáticas.

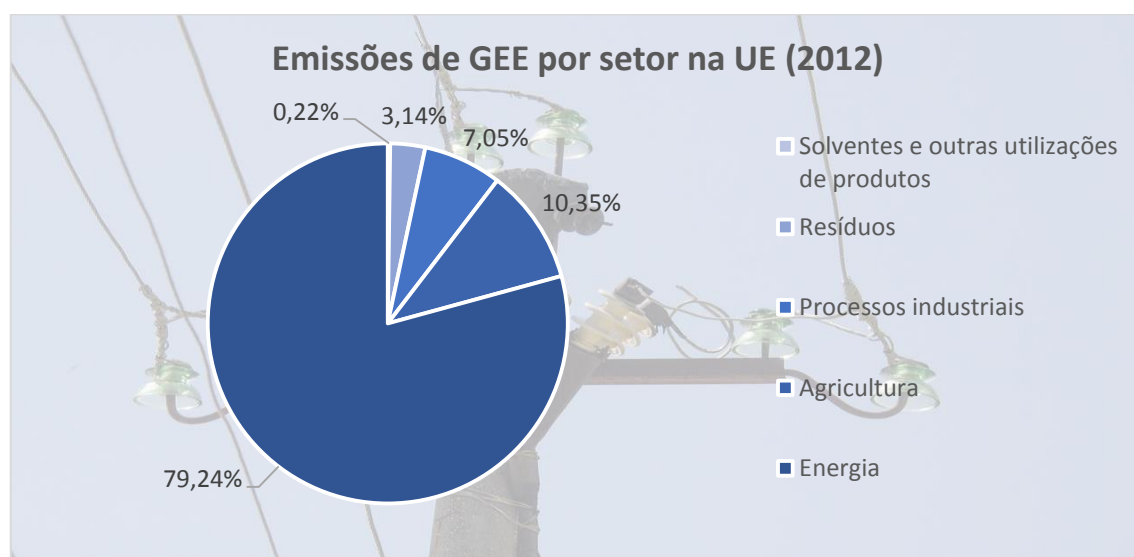


Gráfico 1 - Emissões de gases de efeito estufa por setor, em percentagem, face às emissões totais (excluindo a retenção líquida de emissões do setor do uso dos solos reafecção dos solos e silvicultura), em 2012. Elaboração própria a partir de dados retirados da Agência Europeia do Ambiente (EEA, 2015), Anexo 1.1

Da revisão efetuada da literatura é possível concluir que existe já uma grande importância da energia elétrica enquanto parte da solução para um caminho mais sustentável de desenvolvimento. A menos que exista uma profunda e rápida evolução nas tecnologias de mitigação de emissões das fontes que utilizam combustíveis fósseis, será de prever que à medida que vão sendo sinalizadas e internalizadas as externalidades

²¹ Consultar Anexo 1.2

negativas resultantes destas fontes, exista um efeito-substituição dos combustíveis por eletricidade, que tem vindo a aumentar a sua quota de produção a partir de fontes renováveis. Este aumento é explícito no Gráfico 2 que apresenta a evolução da percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na União Europeia. Esta aumentou todos os anos entre 2004 e 2013.

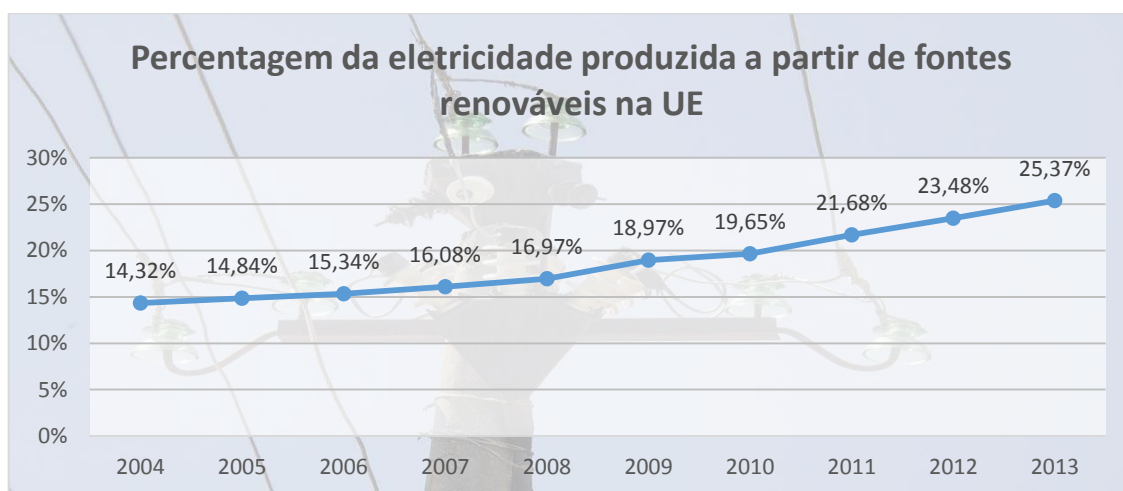


Gráfico 2 - Evolução da percentagem de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na União Europeia, entre 2004 e 2013. Cálculo a partir de unidades energéticas. Elaboração própria a partir de dados retirados do Eurostat (2015), Anexo 2.

A literatura realça outras utilizações emergentes da eletricidade, em especial os veículos elétricos e as bombas de calor. O transporte é, de resto, uma parte essencial a endereçar para resolver os problemas de sustentabilidade, também com uma grande quota de responsabilidades no que diz respeito a emissões de GEE e outros gases prejudiciais ao ecossistema. Só o transporte rodoviário foi responsável em 2012 por 18,54% de todas as emissões de GEE na UE (EEA, 2015)²². A Comissão Europeia (2010b) realça também que existe um maior potencial no caso do setor dos transportes assim como do parque imobiliário para a prossecução dos objetivos relativos à eficiência energética. Os VE ainda não tiveram uma adesão em massa, mas tal como se pode observar pelo Gráfico 3 têm vindo a crescer a um ritmo mais acelerado desde 2008 com um pequeno decréscimo em 2012 face ao ano anterior. A literatura revista aponta um grande crescimento na próxima década à medida que novas e melhoradas soluções vão chegando ao mercado. Desta forma é perceptível a importância da energia e em especial da eletricidade para a sustentabilidade.

²² Consultar Anexo 1.1

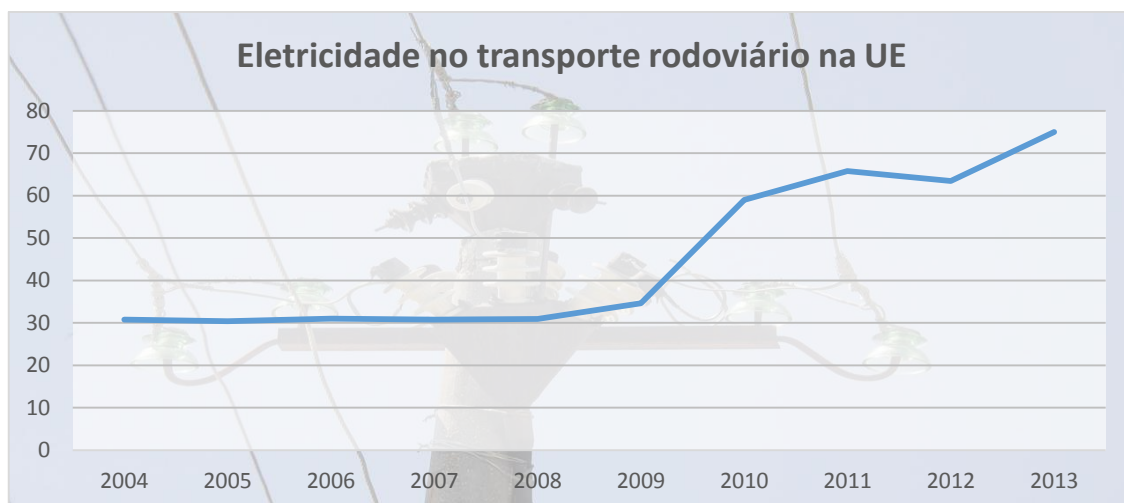


Gráfico 3 - Eletricidade total utilizada no transporte rodoviário na União Europeia, em milhares de toneladas equivalentes de petróleo, entre 2004 e 2013. Elaboração própria a partir de dados retirados do Eurostat (2015), Anexo 3.

Já para este contexto em muito contribuíram as inovações nomeadamente no segmento da produção de eletricidade. Estas possibilitaram - em conjunto com a política de apoio subjacente - a maturação de novas tecnologias de produção a partir de fontes renováveis que vieram complementar a produção hídrica, que se encontra relativamente estagnada na UE²³. Repare-se que este último tipo de produção renovável tem menos limitações no que ao controlo da produção e armazenamento diz respeito. Estas fontes alternativas passam sobretudo pela produção eólica e solar que conforme é possível observar no Gráfico 4 têm vindo a crescer no período de 2004 até 2013.

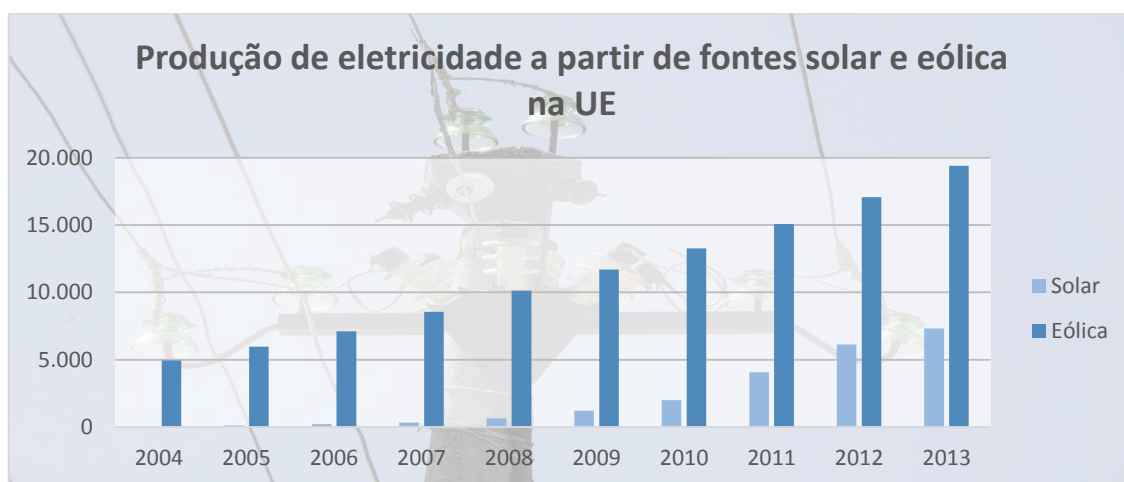


Gráfico 4 - Produção de eletricidade a partir de fontes solares e eólicas na União Europeia, em milhares de toneladas equivalentes de petróleo, entre 2004 e 2013. Elaboração própria a partir de dados retirados do Eurostat (2015), Anexo 4.1.

²³ Consultar Anexo 4.1

Ao longo do período em análise, as fontes eólica e solar apresentaram as maiores taxas de crescimento tanto em termos relativos como em termos absolutos, no conjunto das categorias de FER apresentadas pelo Eurostat, resultando, respetivamente, num crescimento de 292% e 11643% em 2013 face ao ano de 2004²⁴. O Gráfico 5 apresenta a variação face ao ano anterior da produção a partir das diversas categorias. As categorias apresentam uma variação positiva em todos os anos com exceção da hídrica que em 2006, 2011 e 2012 apresentou uma redução da produção face ao ano anterior respetivo.

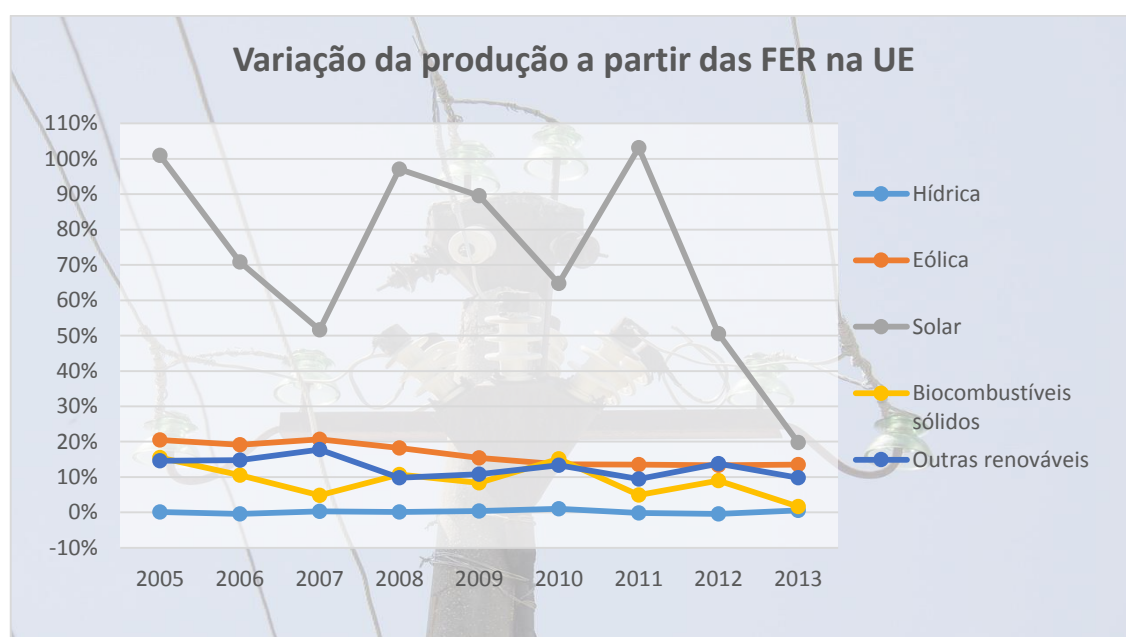


Gráfico 5 - Variação anual da produção de eletricidade a partir das várias categorias de fontes de energia renovável na União Europeia, entre 2004 e 2013. Cálculo a partir de unidades energéticas. Elaboração própria a partir de dados retirados do Eurostat (2015), Anexo 4.3.

Graças a esta evolução, o *mix* de FER alterou-se substancialmente com uma redução significativa do peso da energia hídrica no total, apesar de ser ainda a principal fonte, seguida agora pela eólica e pela solar (Gráfico 6). Estas duas últimas contribuíram com 71,1% do aumento da produção total a partir das FER no período atrás em análise²⁵. Esta evolução tornou a produção de eletricidade a partir das FER mais volátil e dispersa e portanto, face ao crescente peso das FER no total da eletricidade, todo o sistema se está a tomar estas características.

²⁴ Consultar Anexo 4.2

²⁵ Consultar Anexo 4.4

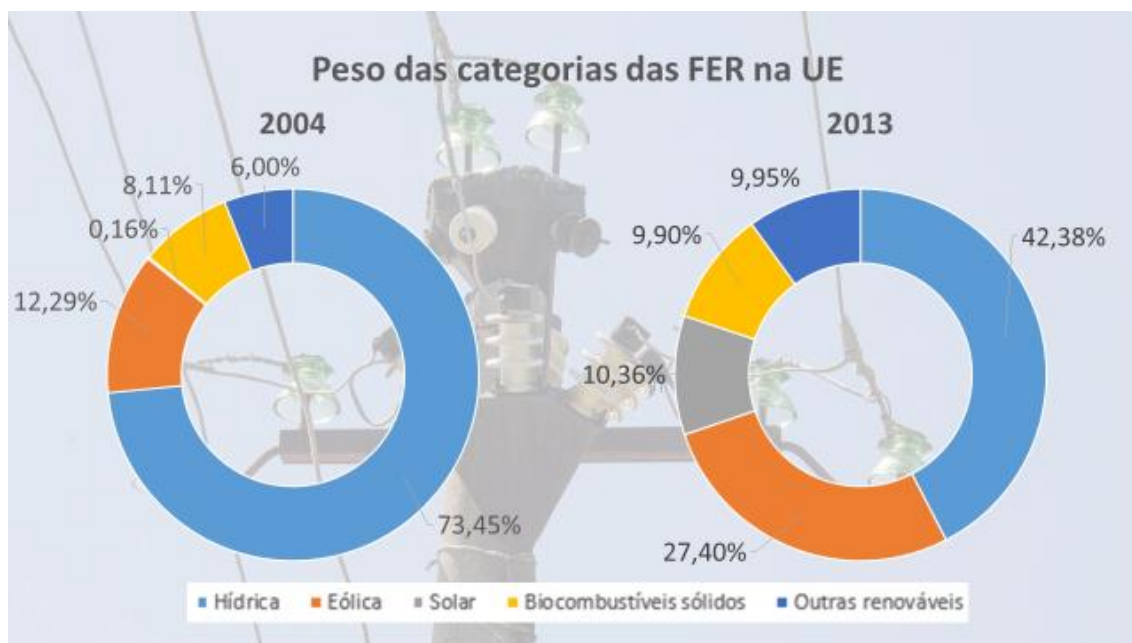


Gráfico 6 - Peso das categorias de fontes de energia renovável no total da produção de eletricidade a partir dessas fontes em 2004 e 2013 na União Europeia. Cálculo a partir de unidades energéticas. Elaboração própria a partir de dados retirados do Eurostat (2015), Anexo 4.5

Tal como realçado na revisão da literatura os segmentos dentro da cadeia de valor da eletricidade não foram alvo de avanços inovadores na mesma medida. Este avanço nas ligações de fontes de produção intermitentes precisam agora de uma resposta do lado do segmento de distribuição, que se tornou o eixo fundamental a desenvolver para que o sistema possa funcionar correta e eficazmente, ao que à integração de fontes dispersas e intermitentes diz respeito.

Por forma a fazer face aos desafios decorrentes das questões de sustentabilidade é então necessário inovar sobretudo no segmento da distribuição de eletricidade, assim como nas suas relações com os restantes segmentos. Tal como explorado na revisão da literatura existe uma dimensão essencial à prossecução da inovação neste segmento e que decorre das circunstâncias em que o mesmo opera – trata-se de um segmento sujeito a regulação. Como tal é clara a dependência existente da regulação para que possam ser atingidos os objetivos de sustentabilidade. A primeira deverá refletir os objetivos políticos assumidos através de um esquema que transmita os incentivos corretos, sem descurar os restantes objetivos regulatórios e com um funcionamento “*innovation-friendly*” no sentido pretendido.

Procurando responder à primeira Questão de Investigação levantada:

I. Que relação existe entre Inovação, Regulação e Sustentabilidade no segmento de distribuição da cadeia de valor do setor elétrico?

As questões relativas à sustentabilidade levaram a UE a estabelecer novos objetivos para o setor da energia que tendem a conduzir a uma maior eletrificação da utilização da energia. O sistema da eletricidade enfrenta uma alteração significativa de paradigma concentrando-se as necessidades de inovação nos segmentos de rede com destaque para a distribuição de eletricidade agora obrigada a um papel cada vez mais ativo na gestão dos RED. O cumprimento dos objetivos de sustentabilidade nos prazos apontados está intimamente dependente da capacidade de inovação dos ORD. Contudo, porque se trata de um segmento regulado, a política de inovação e apoios não serão bem-sucedidos se forem contra a base regulatória e os incentivos inerentes. Existe uma dupla ineficiência se o apoio estiver direcionado por exemplo a projetos que tenham como objetivo algo que vá contra o modelo de negócio admitido aos ORD. Assim se estabelece uma dependência também dos objetivos de sustentabilidade face à regulação neste segmento, que deverá estar de acordo com a orientação pretendida - e não funcionar como uma barreira. A Figura 17 sintetiza as ideias apresentadas.

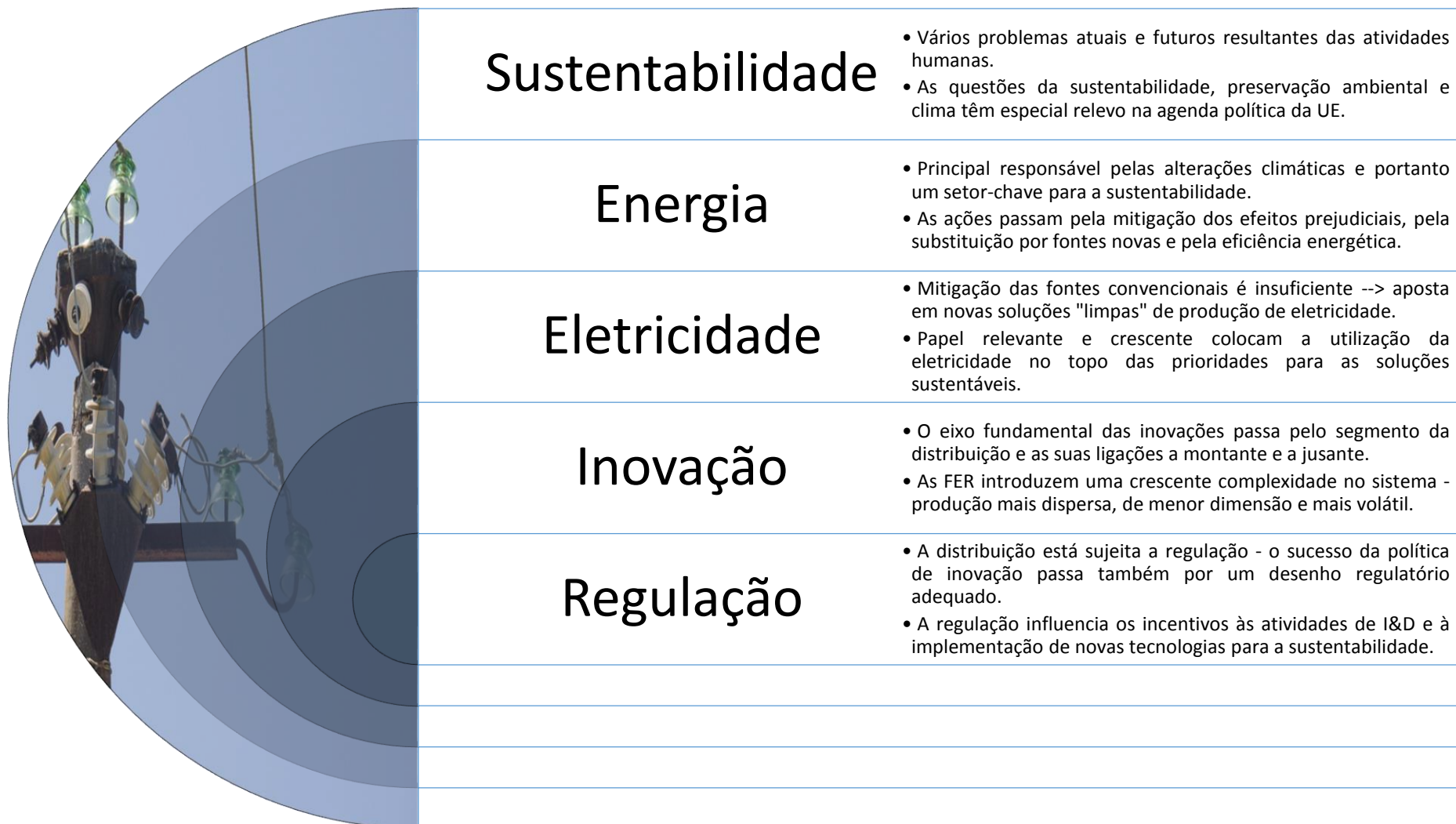


Figura 17 - Síntese das ligações entre a sustentabilidade, inovação e regulação no contexto da distribuição de eletricidade. Elaboração própria

IV.2 – OBSTÁCULOS À INOVAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

IV.2.1 – Síntese Inovação

Em termos gerais a revisão de literatura efetuada realça alguns aspetos essenciais à inovação. Esta deverá estar orientada para os objetivos que se pretendem atingir, sendo tecnologicamente neutra por forma a não impedir a emergência de novas soluções ainda desconhecidas. Esta diversidade também poderá vir de diferentes agentes, no entanto devem existir incentivos às ações de inovação, isto é, os agentes responsáveis devem poder retirar benefícios da prossecução destas ações que têm tradicionalmente um alto risco associado.

O impulso à inovação é levado a cabo através do lado da oferta, do lado da procura e do entorno e consequentemente dos instrumentos associados a estas três dimensões. Relativamente à política ambiental são utilizados instrumentos primários e secundários. Nos instrumentos primários as tarifas *feed-in* tiveram um papel essencial no despoletar das tecnologias de produção a partir das FER, mas estão agora a ser abandonadas a favor dos prémios *feed-in* e da contratação pública, assim como dos instrumentos secundários que incluem os subsídios e empréstimos ao investimento e as garantias financeiras. Ainda nos instrumentos primários, as licenças de emissão são uma incógnita, após uma primeira experiência na UE pouco frutífera em termos ambientais. Contudo se um novo esquema conseguir sinalizar com sucesso as externalidades negativas decorrentes das emissões poderão as licenças constituir um importante impulso transversal à inovação “limpa”.

No caso concreto da distribuição da eletricidade, a inovação é necessária sobretudo para fazer face às dificuldades resultantes da crescente utilização das FER no sistema e para a apresentação de alternativas à expansão convencional das redes - que poderia em muitos casos servir como resposta às dificuldades referidas.

A Figura 18 apresenta as dificuldades acrescidas pela produção a partir das FER agrupadas segundo dois grupos. O primeiro decorre da produção ser mais distribuída e de menor dimensão e inclui a necessidade de mais pontos de conexão, os fluxos bidirecionais e a ligação direta entre a produção e a rede de distribuição. O segundo grupo decorre do carácter mais volátil da produção o que resulta numa maior incerteza e falta de controlo

sobre a produção, uma menor eficiência de utilização das redes e uma maior insegurança no abastecimento. Transversal a estes dois grupos é a crescente complexidade do sistema de distribuição.

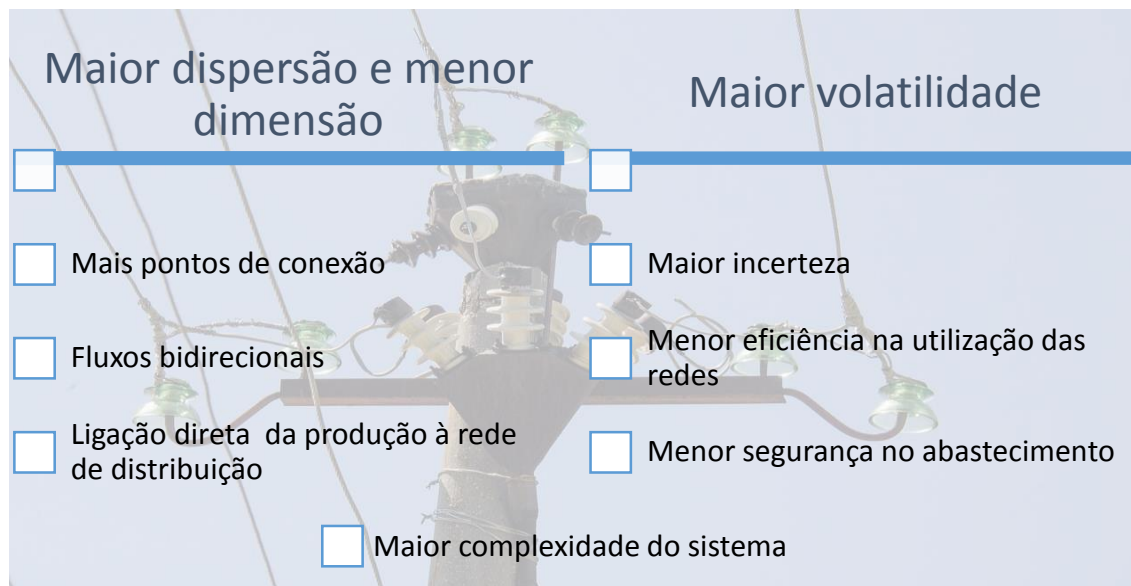


Figura 18 - Características decorrentes da incorporação de fontes de energia renováveis (exceto grandes hídricas) e consequentes dificuldades associadas para as redes de distribuição de eletricidade. Elaboração própria

As alternativas à expansão convencional das redes passam sobretudo pela produção distribuída, por medidas de eficiência energética e pela gestão do lado da procura. As redes inteligentes abrangem estas alternativas conforme exemplificado no preâmbulo da III Diretiva da Eletricidade (Caixa 1) e, no sentido adotado pelo Conselho Europeu dos Reguladores da Energia, deverão ser entendidas como as redes que respondem às dificuldades apresentadas, ou que contribuam de alguma forma para a sustentabilidade, eficiência, qualidade e segurança do abastecimento.

Os Estados-Membros deverão incentivar a modernização das redes de distribuição, por exemplo introduzindo redes inteligentes que deverão ser construídas de forma a favorecer a produção descentralizada e a eficiência energética.

Caixa 1 - Ponto 27 do preâmbulo da Diretiva 2009/72/CE (Parlamento Europeu e Conselho, 2009)

Apesar de não haver uma base de dados com todos os projetos relativos às redes inteligentes, o Centro Comum de Investigação (JRC²⁶) da Comissão Europeia tem vindo

²⁶ De Joint Research Center

a recolher dados relativos a estes mesmos projetos, constituindo a maior base a nível da UE. Em 2014 tinha já informações sobre 459 projetos que foram agrupados nas seguintes categorias:

1. Gestão de redes inteligentes;
2. Integração de FER de grande dimensão;
3. Integração de RED;
4. Agregação, incluindo centrais virtuais e resposta da procura;
5. Consumidores e casas inteligentes;
6. Veículos elétricos e aplicações entre veículos e rede;
7. Contagem inteligente;
8. Outros.

Estas categorias realçam algo importante sobre as redes inteligentes, que é o facto do seu escopo transcender o segmento da distribuição. Enquanto a gestão de redes inteligentes e a integração de RED podem dizer sobretudo respeito à distribuição, já a integração de FER de grande dimensão está mais ligada ao transporte, a agregação, consumidores e contagem inteligente tem já uma parte de comercialização e os veículos elétricos estão muito dependentes do setor dos transportes. Dos 459 projetos deste catálogo do JRC (2014), 429 têm informação financeira dos quais é possível observar que os principais investidores nestes projetos são em primeiro lugar as universidades e centros de investigação (470 milhões €) seguidas pelos ORD (320 milhões €). Outras entidades envolvidas incluem empresas de serviços de engenharia, empresas ligadas à energia, ORT, empresas de telecomunicações e municípios entre outros. O esforço de inovação é portanto conjunto embora o segmento da distribuição tenha uma importância crucial.

IV.2.2 – Síntese Regulação

A regulação tem como objetivo corrigir as falhas do mercado da distribuição de eletricidade, conduzindo a um ótimo social, que não sendo contabilizável de forma perfeita, deverá procurar corresponder não apenas a uma eficiência estática, mas também dinâmica como é verificado pela pressão política sobre as matérias de sustentabilidade. O modelo de negócio dos ORD está assim dependente da regulação que influencia a mudança tecnológica, a participação nas atividades de I&D e a implementação de novas tecnologias.

A legislação europeia define - em termos gerais - os objetivos pretendidos para o setor da eletricidade e o segmento em causa. No artigo 3º da III Diretiva da eletricidade são apontadas as obrigações de serviço público aos Estados-Membros. Nos pontos 10 e 11 do mesmo artigo é realçada a importância da proteção do ambiente, sugerindo à partida medidas de eficiência energética, de combate às alterações climáticas e de segurança de fornecimento (Caixa 2).

10. *Os Estados-Membros devem aplicar medidas para a consecução dos objectivos de coesão social e económica e de protecção do ambiente, nomeadamente medidas de eficiência energética/gestão da procura e meios de combate às alterações climáticas, e de segurança do fornecimento, se for esse o caso.(...)*

11. *A fim de promover a eficiência energética, os Estados-Membros ou, sempre que um Estado-Membro tiver disposto nesse sentido, a entidade reguladora devem recomendar vivamente que as empresas de electricidade optimizem a utilização da electricidade, através, por exemplo, da prestação de serviços de gestão de energia, do desenvolvimento de fórmulas tarifárias inovadoras ou da introdução de sistemas de contadores inteligentes ou de redes inteligentes, se for esse o caso.*

Caixa 2 - Pontos 10 e 11 do artigo 3º "Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores" da Diretiva 2009/72/CE (Parlamento Europeu e Conselho, 2009)

Da mesma forma e especificamente para os ORD, a mesma Diretiva aponta no artigo 25º, relativo às funções dos primeiros, que deverão procurar a eficiência energética e o respeito pelo ambiente e que por outro lado deverão considerar alternativas à expansão convencional da rede, exemplificando com medidas de eficiência energética (entendidas num sentido lato que inclui a GLP) e com PD, conforme os excertos da Caixa 3.

1. O operador da rede de distribuição é responsável por assegurar a capacidade da rede, a longo prazo, para atender a pedidos razoáveis de distribuição de electricidade, explorar, manter e desenvolver, em condições economicamente viáveis, uma rede de distribuição de electricidade segura, fiável e eficiente na área em que opera, respeitando devidamente o ambiente, bem como a eficiência energética.

7. Ao planificar o desenvolvimento da rede de distribuição, o respectivo operador deve considerar o recurso a medidas de eficiência energética/gestão da procura ou de produção distribuída que permitam evitar a necessidade de modernizar ou substituir capacidades.

Caixa 3 - Pontos 1 e 7 do artigo 25º, "Funções dos operadores das redes de distribuição" da Diretiva 2009/72/CE (Parlamento Europeu e Conselho, 2009)

Apesar da dependência da legislação europeia, cada país estabelece o seu modelo regulatório o que resulta numa grande diversidade de modelos regulatórios por toda a UE. Cada Estado-Membro é responsável por fixar ou aprovar as tarifas e respetivos métodos de cálculo apresentados pelos ORD da sua jurisdição.

Como explorado na revisão da literatura os modelos regulatórios foram sendo adaptados por forma a acomodar lacunas que apresentavam, embora cada adaptação tenha um *trade-off* associado – respeitando a máxima “não há almoços grátis”. Estes *trade-offs* encontram-se resumidos na Tabela 1, que apresenta as evoluções marginais da introdução de novos tipos de regulação face à situação anterior. A regulação de base está ligada a uma taxa de retorno fixa e ao estabelecimento de preços em função dos custos incorridos. Este tipo de regulação tem poucos custos para o regulador e permite, em teoria, o investimento em inovações de longo prazo e a manutenção da qualidade das redes. Era contudo visto como pouco incentivador da redução de custos e de melhorias de eficiência e tinha portanto um risco moral alto associado.

Por forma a controlar os custos foram depois estabelecidas cláusulas de contingência de custos que têm um potencial impacto negativo nos incentivos à inovação, porque ao restringir as possibilidades de investimento, os ORD redirecionam os investimentos em inovação que têm um risco tradicionalmente mais elevado.

Dadas essas limitações foi também introduzida a regulação por incentivos que prevê a absorção de parte dos lucros resultantes dos ganhos de eficiência. Este tipo de regulação foi eficaz na redução dos custos dos ORD um pouco por toda a Europa, combatendo o

risco moral e introduzindo alguns incentivos às inovações de curto prazo cujos ganhos de eficiência deixavam de ser totalmente socializados e passavam, ainda que em parte, a serem absorvidos pelos ORD. Isto é contudo apenas verdade para as inovações cujo resultado seja tido em conta dentro do período regulatório que seja considerado para o cálculo dos ganhos de eficiência, sendo portanto mais ineficaz para inovações de longo prazo – que deverá aqui ser considerado como um prazo superior ao referido, que varia consoante os países.

Para além de acarretar mais trabalho e portanto mais custos de controlo para o regulador – custos esses que variam consoante as externalidades, o custo de informação, a separação de tarefas e a independência entre os segmentos de rede de cada país - a regulação por incentivos teve também como consequência a redução no investimento que conduziu a um novo tipo de regulação – pela qualidade. Este subinvestimento é também atribuído ao facto de existir maior imprevisibilidade no retorno com regulação por incentivos face à regulação apenas pela taxa de retorno, o que resulta num maior risco do investimento.

A regulação pela qualidade veio combater este subinvestimento, estabelecendo parâmetros de qualidade que tiveram bons resultados ao nível dos indicadores de qualidade selecionados, tal como havia acontecido no caso da redução de custos com a regulação por incentivos. A regulação pela qualidade traz contudo custos de controlo adicionais para o regulador que passa também a ter de controlar o desempenho relativo à qualidade do serviço prestado pelos ORD.

De uma forma geral existe um confronto entre a lógica de redução de custos e as necessidades de investimento que não se verificam necessariamente em ganhos de eficiência. Por outro lado, a política de sustentabilidade em discussão e para a qual tendem as inovações em causa têm como objetivos expressos a eficiência e redução da energia transportada, que constitui ainda o motor principal do rendimento dos ORD. De forma contrária as inovações podem trazer vantagens para os ORD através de um melhor sistema de faturação, menos perdas e do *peak shaving*.

Tipologia Regulatória	Custos Regulador	Inovação CP	Inovação LP	< Custos ORD	Qualidade
Taxa de retorno	baixos	incentivo fraco	teoricamente bom	incentivo fraco	teoricamente bom
+ Conting. de custos	pior	pior	pior	melhor	pior
+ Reg. por incentivos	pior	melhor	pior	melhor	pior
+ Reg. pela qualidade	pior	melhor se*	melhor se*	-	melhor

Tabela 1 - Efeitos dos diversos tipos de regulação face aos anteriores. Elaboração própria a partir da revisão da literatura. * melhor se as inovações corresponderem a melhorias dos indicadores de qualidade

De uma forma paralela aos horizontes temporais das inovações estão as classificações por tipo de custos. A regulação por incentivos privilegiou a redução dos OPEX que são normalmente o alvo das inovações processo, enquanto que os CAPEX são normalmente passados aos consumidores, estando associadas as inovações produto a este tipo de despesas. Isto quer dizer que pode não existir uma minimização dos custos totais. Mais, em alguns países existem indícios de sobrecapitalização em resultado da dependência da recuperação de CAPEX dos ativos de base já existentes. Isto conduz à tendência de escolha dos investimentos mais capital-intensivos, o que poderá relegar os investimentos nas *smart grids* para 2º plano face aos investimentos convencionais nos ativos de rede.

Da mesma forma que foi introduzida regulação pela qualidade pode ser introduzida regulação pela inovação estabelecendo indicadores que medissem por exemplo a quantidade de produção distribuída na rede. Outra abordagem passa pela aprovação de custos em categorias separadas que tivessem que ver com a inovação em soluções que contribuíssem para a sustentabilidade. Qualquer um dos casos acarreta no entanto mais custos de controlo para o regulador. O regulador pode também assumir um papel mais ativo na implementação das novas tecnologias necessárias, socializando os custos, mas obrigando à sua disseminação e estabelecendo processos concorrenciais.

Outro aspeto ao qual a literatura dá relevo passa pelo papel dos ORD com a emergência das inovações referidas. Assume-se que este passe a desempenhar um papel mais ativo à semelhança dos ORT e existe também uma orientação clara da literatura revista para a

necessidade de maior coordenação entre os dois subsegmentos de rede. A emergência de plataformas agregadoras da produção podem ser abertas à concorrência com os comercializadores, mas será de esperar que a gestão dos ativos essenciais para o sistema permaneça sob a alçada dos ORD e consequentemente regulada, por forma a assegurar a segurança do abastecimento.

No mesmo sentido e por forma a salvaguardar as questões de privacidade e segurança da inovação, esta gestão deverá também na opinião do autor fazer parte das responsabilidades dos ORD, ou deve pelo menos existir um escrutínio elevado das autoridades responsáveis pela segurança de dados dos países. O Gráfico 7 demonstra as entidades responsáveis pelo acesso de terceiros aos dados recolhidos pelos contadores inteligentes em 24 dos 28 Estados-Membros da UE. A maior parte optou por deixar essa responsabilidade sobre os ORD, enquanto seis desses países optaram por uma entidade central. Mesmo nestes países a posse dos ativos e a responsabilidade de implementação dos contadores inteligentes recai sobre os ORD. Neste aspeto as únicas exceções no grupo total são os países onde a atividade de contagem é concorrencial, pertencendo ao comercializador no caso do Reino Unido²⁷ e ao operador de contagem (que também pode ser o ORD) na Alemanha, onde a mesma entidade tem também a responsabilidade sobre o acesso aos dados.

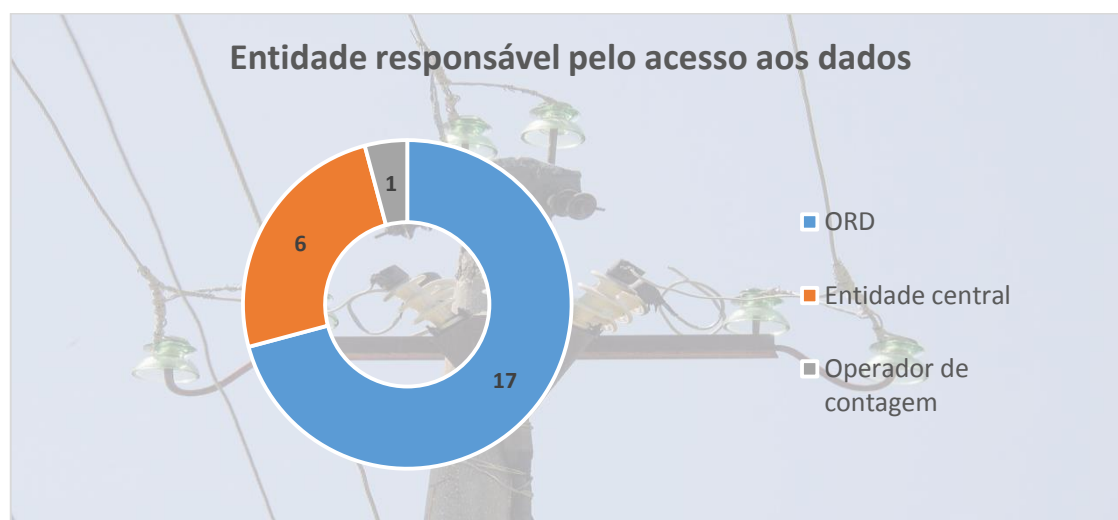


Gráfico 7 - Entidades responsáveis pelo acesso dos dados dos contadores inteligentes a terceiros, nos 24 Estados-Membros que participaram no levantamento da Comissão Europeia. Elaboração própria a partir de Comissão Europeia (2014b), Anexo 5

²⁷ Apenas Grã-Bretanha, pois no Reino Unido existe um segundo sistema para a Irlanda do Norte

Por último a revisão efetuada enaltece a importância da adesão dos agentes de mercado às novas tecnologias a implementar, para que possam ser explorados os benefícios resultantes das mesmas. Terão de existir contrapartidas para a maior participação e flexibilidade dos agentes no balanceamento do sistema. Admite-se alguma intervenção pública no âmbito da informação relativamente à importância desta maior participação, nomeadamente ao que aos consumidores diz respeito, uma vez que os consumidores de eletricidade correspondem à generalidade da população e os benefícios do balanceamento do sistema são – ou deverão pelo menos ser – absorvidos de uma forma igualmente universal. Ainda relativamente aos consumidores existem preocupações acrescidas devido a questões de privacidade e segurança dos dados que são recolhidos e tratados.

IV.2.3 – Principais Problemas Identificados

Após a análise cuidada dos temas relativos à inovação na distribuição de eletricidade são identificadas seis barreiras principais, de seguida apresentadas:

1. Separação incompleta entre as empresas de eletricidade

Conforme realçado o processo de *unbundling* desejado não se concretizou na sua totalidade na UE. Esta separação incompleta resulta em barreiras à concorrência, impedindo o surgimento de novas empresas com novas soluções e resultando em menores incentivos à inovação por parte das empresas em monopólio, como é o caso no segmento da distribuição.

2. Diversidade de modelos regulatórios entre países

Países com poucos ou apenas um ORD procuram fazer *benchmarking* com ORD de outros países - por exemplo para indicadores de inovação - no entanto têm dificuldade em fazer estas comparações internacionais devido ao facto de os ORD terem condições diferentes em cada um dos Estado-Membros. Mesmo em países com muitos ORD, podem estes ser muito heterogéneos consoante as suas regiões, pois, conforme exposto, as necessidades e condições para a inovação são influenciadas pelas condições subjacentes às suas localizações geográficas – nomeadamente a topografia, densidade de utilizadores e clima – o que resulta na necessidade também nestes países de proceder a *benchmarking* internacional, em busca de ORD encarregues de redes com condições semelhantes. Sem

ter uma base satisfatória para comparação e avaliação do desempenho em inovação dos ORD torna-se difícil o estabelecimento de incentivos e metas, e da avaliação do desempenho de forma criteriosa das atividades de inovação dos ORD.

3. Objetivo de redução de custos

A literatura revista aponta de forma quase unânime que o aumento dos custos dos ORD neste novo paradigma da distribuição de eletricidade irão aumentar, principalmente neste período de transição até se conseguirem obter, no seu máximo potencial, as vantagens “prometidas” pelas redes inteligentes. Este aumento dos custos vai intrinsecamente contra um bom desempenho dos ORD na generalidade dos modelos regulatórios na UE - uma herança da regulação por incentivos à redução dos custos.

4. Desfasamentos temporais e os *payback periods*

Os investimentos em I&D têm tradicionalmente subjacente um tempo de recuperação do capital investido, ou de obtenção de determinado resultado (por exemplo eficiência ou qualidade), mais lato face a outros tipos de investimento. Tal como discutido anteriormente, os incentivos à inovação de longo prazo são inferiores aos de curto prazo. O tempo decorrido até à obtenção dos resultados deste tipo de investimentos supera muitas vezes os períodos regulatórios tornando-se pouco interessantes para os ORD, restringindo assim a inovação.

5. Dependência da participação dos utilizadores da rede

Conforme abordado ao longo desta dissertação, apesar da inovação representar um acréscimo de custos para os ORD, têm também associadas múltiplas vantagens. Existe uma incerteza acrescida resultante do facto de muitas destas novas vantagens estarem dependentes da participação dos consumidores, produtores e *prosumers*, que conforme foi também abordado, encontram várias barreiras à sua participação. Estas são principalmente relevantes para os consumidores incluindo a complexidade e falta de tempo, a falta de interesse e de perceção dos benefícios financeiros e a preocupação com as questões de privacidade e cibersegurança. A participação dos utilizadores no sentido do equilíbrio e eficiência das redes de distribuição não deverá portanto ser tomada como garantida (e gratuita).

6. Indefinição de responsabilidades

Com a mudança do paradigma da distribuição da eletricidade surgem várias novas possíveis funções e novos agentes. As responsabilidades finais sobre estas novas funções não estão atribuídas e muitas dúvidas se mantêm sobre quais as atividades que devem ser reguladas e quais devem estar sujeitas a concorrência. Isto constitui uma barreira à inovação no segmento de distribuição porque instalam-se incertezas quanto às responsabilidades de investimento nas diversas questões a resolver e sobre quem irá depois beneficiar das inovações. Como foi realçado existe uma multiplicidade de *stakeholders* relativamente às redes inteligentes, pelo que intrinsecamente vão existir externalidades positivas para vários agentes de um esforço que não é necessariamente partilhado.

Relembrando a 2ª Questão de Investigação levantada:

II. Qual/Quais os principais problemas que subsistem na implementação da inovação naquele segmento?

A análise efetuada realça os seguintes problemas na implementação da inovação no segmento de distribuição de eletricidade:

1. Separação incompleta entre as empresas de eletricidade;
2. Diversidade de modelos regulatórios entre países;
3. Objetivo de redução de custos;
4. Desfasamentos temporais e os *payback periods*;
5. Dependência da participação dos utilizadores da rede;
6. Indefinição de responsabilidades.

V. CONCLUSÕES

V.1 – CONCLUSÕES

A UE estabeleceu objetivos relativos ao ambiente e ação climática que necessitam de uma resposta assertiva da parte dos Estados-Membros. Devido ao enorme peso da energia nas emissões totais de GEE na UE, será este o setor estratégico a endereçar e transformar para a prossecução desses objetivos. Dentro deste setor é enaltecido o papel da indústria da eletricidade, cuja aposta em FER parece ser a resposta mais viável para atingir os objetivos nos prazos estabelecidos.

Esta dissertação realça a dependência desses objetivos da mudança de paradigma no segmento da distribuição de eletricidade, e da sua capacidade de encontrar novas soluções que viabilizem a produção volátil, dispersa e em menor escala a partir das FER. A volatilidade tem como consequência uma maior incerteza, uma menor eficiência na utilização das redes e uma menor segurança no abastecimento. Já a maior dispersão e menor dimensão das centrais de produção resultam em mais pontos de conexão, na ligação direta da produção à rede de distribuição e consequentemente na necessidade de fluxos bidirecionais nas redes de distribuição. Estas são as características que o sistema de distribuição, agora mais complexo, necessita de resolver, assim como a integração dos RED. Os transportes têm o potencial de ser um dos principais responsáveis pelo aumento da preponderância da eletricidade, ao mesmo tempo oferecendo oportunidades para o equilíbrio do sistema. A inovação deverá ser orientada para a resolução dos problemas decorrentes deste novo panorama e não para determinada tecnologia. A proeminência destes problemas varia consoante a realidade de cada rede de distribuição, incluindo aspetos como a densidade de utilizadores, a topografia e o clima. Foram demonstradas as ligações com outros agentes extra-ORD na exploração do potencial das redes inteligentes, e o elevado número de partes interessadas nas mesmas.

É igualmente realçada a importância da regulação do segmento da distribuição da eletricidade para o sucesso da inovação neste segmento, estabelecendo assim uma ligação de dependência do sucesso da política de sustentabilidade da UE com a regulação deste segmento. Existem diversos esquemas de apoio que permitem facilitar a ligação com outros *stakeholders*, mas os incentivos à participação dos ORD neste tipo de atividade e

sobretudo no investimento em atividades de investigação, desenvolvimento e demonstração dependem sobretudo das regras estabelecidas pela realidade regulatória subjacente. Este facto é evidenciado pelas responsabilidades da regulação na maior parte dos obstáculos à inovação no segmento da distribuição de eletricidade, identificados neste trabalho. São eles a separação incompleta entre as empresas de eletricidade, a diversidade de modelos regulatórios entre países, o objetivo da redução de custos, os desfasamentos temporais e *payback periods*, a dependência da participação dos utilizadores da rede e a indefinição de responsabilidades (Figura 19).



Figura 19 - Obstáculos à inovação no segmento da distribuição de eletricidade. Elaboração própria

V.2 – IMPLICAÇÕES DE POLÍTICA

Os Estados-Membros e respetivas entidades reguladoras deverão ter em conta que não basta apenas fomentar a produção de eletricidade a partir de FER, para obterem uma transição bem-sucedida para uma economia de baixo carbono. A alteração do panorama produtivo sem a devida adaptação dos segmentos de rede resulta em diversos problemas para a qualidade e capacidade de fornecimento de eletricidade, e consequentes externalidades negativas para toda a economia.

Em primeiro lugar deve existir um escrutínio maior relativamente à transposição do espírito da III Diretiva da Eletricidade que pretendia uma separação comercial e operativa mais clara entre empresas da indústria de eletricidade. Esta separação não deve contudo conflitar com o entrosamento necessário entre os ORD e os ORT, para o qual a regulação deverá rapidamente definir as responsabilidades relativas a novas funções e novos agentes.

A utilização de esquemas de apoio nacionais e da UE são boas oportunidades para a apresentação, conglomeração e lançamento de projetos para a inovação na rede de distribuição, mas poderá não ser suficiente para a evolução necessária em tempo útil e por forma a obter os resultados obtidos. Mais, estas atividades podem ser vistas como paradoxais pelos ORD devido à confrontação com os modelos regulatórios em prática. É este o caso dos objetivos de redução de custos, que poderá necessitar de um complemento de regulação pela inovação, com separação de custos relacionados com a inovação. Poderá ser necessário socializar os custos decorrentes da transição tecnológica, assumindo as externalidades positivas devolvidas pelo melhor desempenho ambiental. Conforme exposto por Cambini *et al* (2014), em Itália é a entidade reguladora que está a conduzir de forma assumida a transição para as redes inteligentes, socializando os custos iniciais de investigação. Numa segunda fase estabeleceu processos concorrenciais para projetos de demonstração que são também recuperados através das tarifas, mas que têm a obrigação de se tornar públicos. Segue-se a fase de implementação. Poderá ser também proveitosa a separação, como é o caso na Alemanha, entre custos influenciáveis e não influenciáveis pelos ORD, estando apenas os primeiros sujeitos a objetivos de eficiência (Nykamp *et al*, 2012). O tratamento diferenciado dos custos relacionados com a inovação poderia também assim combater a barreira relativa aos desfasamentos temporais.

As diferenças entre Estados-Membros poderão ser difíceis de combater ou até indesejáveis porque cada caso necessitará, conforme foi concluído nesta dissertação, das suas próprias soluções, em função das condições em que as suas redes operam e do seu perfil de produção de eletricidade. Dentro do possível deverá contudo ser tentada a convergência entre os modelos regulatórios, respeitando as ideias expostas na III Diretiva da Eletricidade, e deixando de forma complementar e em específico para a fase de transição, os esquemas de apoio – estes sim – diferentes consoante as necessidades específicas de cada Estado-Membro.

A informação e dinamização da participação dos agentes de mercado parece justificar uma intervenção pública mais alargada, ou pelo menos superior às ações dos ORD. Vários artigos revistos apresentaram preocupações relativas à falta de atenção das entidades relativamente a esta temática. O autor considera também que para esta dinamização ser bem-sucedida deverão ser devidamente sinalizados os incentivos à participação (ou abdicação) em prol do bom funcionamento do sistema. O custo/rendimento não deverá mais ser apenas o resultado da quantidade de energia distribuída.

V.3 – LIMITAÇÕES DO ESTUDO E PLANO DE INVESTIGAÇÃO FUTURA

A principal limitação desta dissertação passa pelo facto de ser uma visão geral para a UE. Os problemas identificados foram escolhidos com algum grau de subjetividade, e embora tenham sido escolhidos também pela sua transversalidade, cada Estado-Membro terá as suas próprias necessidades de inovação e as suas próprias barreiras proeminentes. O grau de implementação das tecnologias relativas às *smart grids* varia, mas existe também a dificuldade de obtenção de dados gerais para comparação. Poderá igualmente ser apontada a falta de dados primários, que resulta uma vez mais do âmbito geral da dissertação. O autor não dispõe dos meios para a obtenção de respostas mais significativas em termos da UE face aos relatórios já existentes – e utilizados nesta dissertação – por parte de diversas instituições europeias. Mais, mesmo nestes casos é clara a dificuldade de resposta e falta de uniformização da informação e representatividade dos Estados-Membros, realçando a dificuldade na obtenção de dados para um assunto tão atual.

Todos os obstáculos encontrados representam possíveis oportunidades de aprofundamento científico, nomeadamente a procura de soluções viáveis para os mesmos. Estes podem também ser confrontados de forma individual em cada modelo regulatório específico, procurando demonstrações com base em dados empíricos dos efeitos dos mesmos. A definição das fronteiras entre atividades reguladas e não reguladas e das responsabilidades entre agentes no novo paradigma e as estratégias para o comprometimento dos agentes de mercado sobressaem, na opinião do autor, enquanto as matérias com maior interesse e possibilidade de aprofundamento.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2014), “Energy Regulation: A Bridge to 2025 Conclusions Paper”
- Agrell, P. J. *et al* (2013), “Smart-grid investments, regulation and organization”. *Energy policy*, Vol. 52, pp. 656-666.
- Bhattacharyya, S. C. (2011), *Energy Economics – Concepts, Issues, Markets and Governance*, Springer
- Blázquez-Gómez, L., e Grifell-Tatjé, E. (2011), “Evaluating the regulator: Winners and losers in the regulation of Spanish electricity distribution”. *Energy Economics*, Vol. 33, Nº5, pp. 807-815.
- Cambini, C. *et al* (2014), “Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy”. *Energy Economics*, Vol. 45, pp. 205-216.
- CEER – Council of European Energy Regulators (2014), “CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (‘Smart Regulation’)
- Chappin, E. J., e van der Lei, T. (2014), “Adaptation of interconnected infrastructures to climate change: A socio-technical systems perspective”. *Utilities Policy*, Vol. 31, pp. 10-17.
- Comissão Europeia (2010a), “Estratégia para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo”, Comunicação da Comissão EUROPA 2020, COM(2010) 2020.
- Comissão Europeia (2010b), “Energia 2020 Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura”, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, COM(2010) 639.
- Comissão Europeia (2011), “Roteiro para a Energia 2050”, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, COM(2011) 885.
- Comissão Europeia (2014a), “Um quadro político para o clima e a energia no período de 2020 e 2030”, Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao

Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões, COM(2014) 15.

- Comissão Europeia (2014b), “Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity”, Commission Staff Working Document, SWD(2014) 188.
- Cossent, R. *et al* (2009), “Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective”. *Energy Policy*, Vol. 37, Nº3, pp. 1145-1155.
- Crispim, J. *et al* (2014), “Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal”. *Utilities Policy*, Vol. 31, pp. 85-93.
- EEA – European Environment Agency (2015), <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer#tab-based-on-data> acedido em 31 de agosto de 2015
- Eurostat (2015), <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> acedido em 30 de agosto de 2015
- Geelen, D. *et al* (2013), “Empowering the end-user in smart grids: Recommendations for the design of products and services”. *Energy Policy*, Vol. 61, pp. 151-161.
- Giordano, V., e Fulli, G. (2012), “A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective”. *Energy Policy*, Vol. 40, pp. 252-259.
- Growitsch, C. *et al* (2010), “Social cost-efficient service quality—Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway”. *Energy Policy*, Vol. 38, Nº5, pp. 2536-2544.
- Hall, S., e Foxon, T. J. (2014), “Values in the Smart Grid: The co-evolving political economy of smart distribution”. *Energy Policy*, Vol. 74, pp. 600-609.
- Indra *et al* (2015), “Study on tariff design for distribution systems”. Report prepared for European Commission - Directorate-General for Energy – Directorate B – Internal Energy Market.
- JRC – Joint Research Center of the European Commission (2015), “Smart Grid Projects Outlook 2014”, JRC Science and Policy Reports

- Kopsakangas-Savolainen, M., e Svento, R. (2010), “Comparing welfare effects of different regulation schemes: an application to the electricity distribution industry”. *Energy Policy*, Vol. 38, Nº11, pp. 7370-7377.
- Leach, M. *et al* (2012), “Transforming innovation for sustainability”. *Ecology and Society*, Vol. 17, assunto 2, artigo 11.
- Lin, C. C. *et al* (2013), “A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific: China and the USA”. *Energy Policy*, Vol. 57, pp. 119-132.
- Lund, H. *et al* (2012), “From electricity smart grids to smart energy systems—a market operation based approach and understanding”. *Energy*, Vol. 42, Nº1, pp. 96-102.
- Meeus, L. *et al* (2010), “Smart Regulation for Smart Grids”. Robert Schuman Center for Advanced Studies.
- Meeus, L. e Saguan, M. (2011), “Innovation grid regulation to regulate grid innovation: From the Orkney Isles to Kriegers Flak via Italy”. *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 1761-1765.
- Muench, S. *et al* (2014), “What hampers energy system transformations? The case of smart grids”. *Energy Policy*, Vol. 73, pp. 80-92.
- Nikogosian, V., e Veith, T. (2011), “Vertical integration, separation and non-price discrimination: An empirical analysis of German electricity markets for residential customers”. ZEW-Centre for European Economic Research, Discussion Paper, Nº 11-069.
- Nykamp, S. *et al* (2012), ”“Standard’incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation”. *Energy policy*, Vol. 47, pp. 222-237.
- Parlamento Europeu e Conselho (2009), “Directiva 2009/72/CE”. Jornal Oficial da União Europeia, L211, pp.55-88.
- Pérez-Arriaga, I. (2010), “Regulatory instruments for deployment of clean energy technologies”. EUI Working Papers, 2010/25, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute.
- Prüggl, N., e Bremberger, C. (2011), “Grid regulation in Austria: smart grids incentives or disincentives?”. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, Vol. 128, Nº10, pp. 336-341.

- del Río, P., e Mir-Artigues, P. (2014), “Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 40, pp. 287-295.
- Rockström, J. *et al* (2009), “A safe operating space for humanity”. *Nature*, Vol. 461, pp. 472-475.
- Ruester, S. *et al* (2014), “From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs”. *Utilities Policy*, Vol. 31, pp. 229-237.
- Schiavo, L. L. *et al* (2013), “Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy”. *Energy Policy*, Vol. 57, pp. 506-517.
- Schneider-electric (2015), <http://www.schneider-electric.com.hk/documents/energy-efficiency-forum/Reducing-Energy-Costs-with-Peak-Shaving.pdf> acedido em 27 de agosto de 2015
- Shaw, R. *et al* (2010), “Developing electricity distribution networks and their regulation to support sustainable energy”. *Energy Policy*, Vol. 38, N° 10, pp. 5927-5937.
- Smith, S. (2010), “Networks, Innovation and Regulation”. *Economic Affairs*, Vol. 30, pp. 28–32.
- SWECO *et al* (2015), “Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system”. Final report to the European Comission.
- Torriti, J. *et al* (2010), “Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation”. *Energy*, Vol. 35, N°4, pp. 1575-1583.
- Verbong, G. P. *et al* (2013), “Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy”. *Energy Policy*, Vol. 52, pp. 117-125.
- Wang, P. *et al* (2014), “Descriptive models for reserve and regulation prices in competitive electricity markets”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, N°1, pp. 471-479.
- Weidlich, A. *et al* (2012), “Decentralized intelligence in energy efficient power systems”, in *Handbook of Networks in Power Systems I* pp. 467-486. Springer.

ANEXOS

Anexo 1: Percentagem do total de emissões de GEE por setor em 2012 na UE (EEA, 2015)

1.1

Setor	% do total (excluindo 5.)
1. Energia	79,24344
1.A.1. Indústrias da energia	30,98094
1.A.3.B. Transporte rodoviário	18,53895
2. Processos industriais	7,051712
3. Solventes e outras utilizações de produtos	0,217702
4. Agricultura	10,3472
5. Uso dos solos, reafecção dos solos e silvicultura	-6,6244
6. Resíduos	3,139942

1.2

$(1.A.1. \text{ Indústrias da energia}) / (1. \text{ Energia}) = 0,3098094 / 0,7924344 = 39,1\%$

Anexo 2: Percentagem da eletricidade produzida a partir de fontes renováveis na UE entre 2004 e 2013. Dados em milhares de toneladas equivalentes de petróleo (Eurostat, 2015).

Ano	2004	2005	2006	2007	2008
1. Renováveis	40.216,8	42.195,5	44.118,8	46.552,1	49.283,2
2. Total	280.815,4	284.305,5	287.560,9	289.485,0	290.492,5
1./2.	14,32%	14,84%	15,34%	16,08%	16,97%
Ano	2009	2010	2011	2012	2013
1. Renováveis	52.371,2	56.449,1	61.056,1	66.325,7	70.760,1
2. Total	276.134,1	287.329,1	281.658,3	282.441,5	278.861,3
1./2.	18,97%	19,65%	21,68%	23,48%	25,37%

Anexo 3: Eletricidade consumida pelo transporte rodoviário na UE entre 2004 e 2013. Dados em milhares de toneladas equivalentes de petróleo (Eurostat, 2015).

Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Consumo	30,8	30,4	31,0	30,8	31,0	34,7	59,0	65,8	63,5	75,0

Anexo 4: Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, segundo a fonte de produção, entre 2004 e 2013 na UE. Dados em milhares de toneladas equivalentes de petróleo (Eurostat, 2015)

4.1

Fonte/Ano	2004	2005	2006	2007	2008
Hídrica	29.537,3	29.581,6	29.471,0	29.561,9	29.586,1
Eólica	4.943,8	5.957,6	7.097,9	8.564,0	10.123,8
Solar	62,4	125,5	214,3	325,1	640,6
Biocombustíveis sólidos	3.260,0	3.766,0	4.162,3	4.363,5	4.829,6
Outras	2.413,3	2.764,9	3.173,3	3.737,7	4.103,1
Total	40.216,8	42.195,5	44.118,8	46.552,1	49.283,2

Fonte/Ano	2009	2010	2011	2012	2013
Hídrica	29.690,3	29.994,7	29.958,3	29.821,7	29.987,2
Eólica	11.686,2	13.272,3	15.069,5	17.076,7	19.390,2
Solar	1.214,5	2.000,7	4.065,4	6.120,0	7.331,1
Biocombustíveis sólidos	5.235,5	6.029,5	6.325,9	6.894,3	7.007,6
Outras	4.544,7	5.151,9	5.637,0	6.413,0	7.044,1
Total	52.371,2	56.449,1	61.056,1	66.325,7	70.760,1

4.2

Variação percentual da produção a partir da fonte x em 2013 face a 2004 =

$$= [\text{Produção (x,2013)} - \text{Produção (x,2004)}] / \text{Produção (x,2004)}$$

Hídrica	Eólica	Solar	Bioc. sólidos	Outras renováveis	Total
1,52%	292,21%	11642,57%	114,96%	191,89%	75,95%

4.3

Variação percentual anual da produção a partir da fonte x no ano y face ao ano y-1 =

$$= [\text{Produção (x,y)} - \text{Produção (x,y-1)}] / \text{Produção (x,y-1)}$$

Fonte/Ano	2005	2006	2007	2008	2009
Hídrica	0,15%	-0,37%	0,31%	0,08%	0,35%
Eólica	20,51%	19,14%	20,66%	18,21%	15,43%
Solar	100,95%	70,85%	51,66%	97,07%	89,59%
Biocombustíveis sólidos	15,52%	10,52%	4,83%	10,68%	8,40%
Outras	14,57%	14,77%	17,79%	9,77%	10,76%
Total	4,92%	4,56%	5,52%	5,87%	6,27%

Fonte/Ano	2010	2011	2012	2013
Hídrica	1,03%	-0,12%	-0,46%	0,55%
Eólica	13,57%	13,54%	13,32%	13,55%
Solar	64,74%	103,20%	50,54%	19,79%
Biocombustíveis sólidos	15,17%	4,92%	8,99%	1,64%
Outras	13,36%	9,42%	13,77%	9,84%
Total	7,79%	8,16%	8,63%	6,69%

4.4

Contributo para o aumento da produção total a partir de fontes renováveis da fonte x =

$$= [\text{Produção (x,2013)} - \text{Produção (x,2004)}] / [\text{Produção (total,2013)} - \text{Produção (total,2004)}]$$

Fonte	Diferença	Contributo para o total
Hídrica	449,8753	1,47%
Eólica	14446,36	47,30%
Solar	7268,64	23,80%
Biocombustíveis sólidos	3747,623	12,27%
Outras	4630,819	15,16%
Total	30543,32	-

Contributo solar + Contributo eólica = 23,8% + 47,3% = 71,1%

4.5

Peso da fonte x no total no ano y = $\text{Produção (x,y)} / \text{Produção (total,y)}$

Fonte	2004	2013
Hídrica	73,45%	42,38%
Eólica	12,29%	27,40%
Solar	0,16%	10,36%
Biocombustíveis sólidos	8,11%	9,90%
Outras	6,00%	9,95%

Anexo 5: Dados relativos aos contadores inteligentes retirados a partir do relatório “Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity” da Comissão Europeia (2014b)

País	Atividade de contagem	Entidade responsável pela implementação e posse	Entidade responsável pelo acesso de terceiros aos dados
Alemanha	Concorrencial	Operador de contagem	Operador de contagem
Áustria	Regulada	ORD	ORD
Bélgica	Regulada	ORD	ORD
Dinamarca	Regulada	ORD	Entidade central
Eslováquia	Regulada	ORD	Entidade central
Eslovénia	Sem informação/decisão	Sem informação/decisão	ORD
Espanha	Regulada	ORD	ORD
Estónia	Regulada	ORD	Entidade central
Finlândia	Regulada	ORD	ORD
França	Regulada	ORD	ORD
Grécia	Regulada	ORD	ORD
Itália	Regulada	ORD	ORD
Letónia	Regulada	ORD	ORD
Lituânia	Regulada	ORD	ORD
Luxemburgo	Regulada	ORD	ORD
Malta	Regulada	ORD	ORD
Países Baixos	Regulada	ORD	ORD
Polónia	Regulada	ORD	Entidade central
Portugal	Regulada	ORD	ORD
R.U. - Grã-Bretanha	Concorrencial	Fornecedor	Entidade central
R.U. - Ir. do Norte	Regulada	Sem informação/decisão	Sem informação/decisão
Rep. Checa	Regulada	ORD	Entidade central
Rep. Irlanda	Regulada	ORD	ORD
Roménia	Regulada	ORD	ORD
Suécia	Regulada	ORD	ORD