



**Consulta Pública relativa ao Plano de Desenvolvimento e Investimento na
Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025
(PDIRT-E 2015)**

Comentários da EDP

COMENTÁRIOS DA EDP À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

Os comentários do Grupo EDP à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025 (PDIRT-E 2015) submetida a Consulta Pública pela ERSE, encontram-se consolidados neste documento, sem prejuízo das empresas, *per se*, poderem enviar comentários mais específicos.

Neste documento optou-se por uma pronúncia temática, que facilita o enquadramento de temas relacionados, em detrimento de responder especificamente a cada uma das perguntas colocadas pela ERSE.

Realça-se que, apesar do PDIRT 2014 – 2023 não ter sido explicitamente aprovado, a REN, na sua qualidade de concessionária da RNT, e de acordo com as orientações do Concedente, tem que assegurar a realização dos investimentos que permitam:

- a) A concretização do PDIRD, que foi aprovado em 2015, o que exige uma colaboração e sincronização com o ORD e, naturalmente, investimentos por parte da concessionária da RNT que se encontram, ou não, elencados no PDIRT;
- b) A concretização do PNBEPH, em particular as ligações das centrais hídricas que entrarão em exploração a curto prazo;
- c) A integração da nova produção renovável já licenciada;
- d) A construção atempada da infraestrutura de transporte offshore pela concessionária da RNT para possibilitar o aproveitamento dos recursos marinhos, nomeadamente produção eólica offshore e escoamento da mesma, projeto enquadrado “No Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte de 2020 (PNAER2020)”, consagrado pela Resolução do Conselho de Ministros de n.º 20/2013, publicada em 10 de abril de 2013.

Como refere a REN no documento disponibilizado a consulta pública, alguns investimentos já se encontram em execução, nomeadamente por despachos da tutela produzidos oportunamente, considerando o CT que esta realidade deve ser expressamente identificada e separada.

A título genérico importa assinalar que o planeamento da rede de distribuição em MT e AT é coordenado com o planeamento da rede de transporte, nos termos do Regulamento de Operação das Redes. Com esse objetivo, são trocadas com regularidade, informações de planeamento entre os dois operadores, são feitos estudos com envolvimento dos dois operadores e está instituída a prática de se efetuarem duas reuniões por ano de coordenação entre a REN e a EDP Distribuição. Deste modo, os investimentos previstos para apoio à rede de distribuição estão de acordo com os compromissos assumidos com a EDP Distribuição, nomeadamente as datas de realização dos projetos.

Será desejável a agilização do processo de consulta pública e a necessidade de ajustar os timings dos procedimentos, evitando que os documentos apresentados a discussão pública e decisão se baseiem em estimativas ultrapassadas. Este aspeto é particularmente notório no preço dos combustíveis fósseis.

1. EVOLUÇÃO FACE AO PDIRT-E 2013

O PDIRT 2015 regista uma evolução positiva face ao último PDIRT, designadamente no que se refere à justificação dos investimentos.

A identificação/comunicação de benefícios está bastante desenvolvida neste PDIRT, embora por vezes não seja imediata a justificação plena para os valores globais apresentados.

2. PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

2.1. PREVISÕES DA PROCURA

O RMSA-E 2014 define dois cenários de crescimento da procura de eletricidade, designados de Cenário Central e Cenário Superior. A taxa de crescimento médio anual, entre 2015-2030, aponta para 0,91% no Cenário Central e 1,22% no Cenário Superior. Estes cenários aparentam ser adequados ao trabalho em questão.

No entanto, considera-se que a estimativa de consumo de energia elétrica por parte dos veículos elétricos será porventura conservadora, uma vez que o nível de 155 GW, em 2030¹ conduz a 110 k veículos elétricos (assumindo que não existem motorizadas ou autocarros elétricos), o que equivaleria apenas a cerca de 2% do parque automóvel naquela data.

Relativamente às projeções da ponta de carga, o cenário central da REN, que estima uma ponta de 8,9 GW em 2020 e 9,4 GW em 2025, aparenta ser também conservador. No período 2008-2014, a ponta em Portugal caiu 7,3% quando o consumo caiu 3,5%. Caso a relação ponta/consumo retorne aos níveis pré-crise, seria de esperar um maior aumento da ponta do consumo.

Relativamente a uma explicação mais detalhada da metodologia de cálculo por setor, considera-se que tal seria uma mais-valia do documento, dando maior robustez aos cenários de procura apresentados.

Do mesmo modo, seria igualmente interessante evidenciar a metodologia para cálculo da ponta anual de consumo, de modo a evidenciar de que forma a eficiência energética e os veículos elétricos impactam nos perfis de consumo.

Quanto à previsão de cargas simultâneas máximas por PdE, considera-se que a metodologia utilizada poderia ser mais desenvolvida e aprofundada.

¹ Partindo do pressuposto de que cada veículo consome 1.26 MWh/ano (dados RMSA)

A produção distribuída (nomeadamente o autoconsumo) poderá ter um impacto relevante não só na redução do consumo à rede, mas também na distribuição geográfica do consumo, uma vez que, tendencialmente, os painéis fotovoltaicos serão instalados em vivendas, reduzindo portanto o consumo em zonas menos urbanizadas.

Adicionalmente, uma massificação do solar distribuído (não só para autoconsumo) poderá contribuir para reduzir a ponta de consumo no Algarve e contribuir para a segurança de abastecimento na região sul do país.

No que concerne ao *Demand Side Response*, somos da opinião que a questão está corretamente abordada no documento, uma vez que é algo que terá que merecer desenvolvimentos regulatórios, tecnológicos e comerciais, não se antecipando necessidade de novos investimentos ao nível da rede de transporte num futuro próximo.

A opção proposta pelo operador da RNTGN de não avaliar o critério N-1 ao nível regional afigura-se como razoável dado ser preferível analisar as situações em termos de eixos de transporte de energia, os quais não coincidem necessariamente com regiões.

2.2. PREVISÕES DA OFERTA

Apesar dos valores do Índice de Cobertura Probabilística serem utilizados como critério determinante na definição das necessidades futuras de produção, tanto quanto sabemos, não está publicada a metodologia e princípios empregues na conceção do modelo que os permite determinar. Seria relevante conhecer os detalhes dessa metodologia e, eventualmente colocá-la em discussão pelos agentes do setor.

Relativamente à oferta, é de notar que:

- i. Se considera a entrada da central de Girabolhos, tendo a Endesa já considerado uma provisão para imparidades². Contudo, uma vez que é mencionado que *“estas infraestruturas só serão realizadas para as datas que os promotores vierem a formalizar junto do ORT (...)”*, não é crítico o facto de se considerar esta central hídrica;
- ii. Não está claro onde é considerada a geração solar para autoconsumo. Deste modo, seria importante identificar se este autoconsumo está de alguma forma a subtrair à procura, se está considerado na oferta do setor elétrico nacional ou se é considerado irrelevante;
- iii. A quota de energias renováveis, no setor elétrico, projetada no RMSA é de 57,6% em 2020 e de 55,5% em 2030. Importaria conhecer como é que esta quota se articula com o objetivo de energias renováveis global do país de 40% em 2030, definido pelo XIX Governo³;

²

http://www.endesa.com/en/accionistas/gobiernocorp/juntasgenerales/Documents/ORDINARY_GENERAL_MEETING_2015/CUENTAS_ANUALES_CONSOLIDADAS_en.pdf

³ Documento “Compromisso para o Crescimento Verde”

- iv. Na segurança de abastecimento, seria importante mencionar quais os fatores de disponibilidade associados a cada tecnologia do setor electroprodutor.

Considera-se ser conveniente e útil a disponibilização de toda a informação referente ao conjunto de licenças atribuídas pela DGEG. Esta informação permitiria ter uma imagem mais concreta dos novos centros produtores em curso e licenciados, revestindo-se igualmente de acrescida utilidade conhecer a capacidade que, de modo oficial, se conhece que não será ligada.

2.3. PLANEAMENTO

As análises de sensibilidade apresentadas ao longo do documento poderiam beneficiar a nível de explicitação, sistematização e estruturação de resultados para facilitar a sua análise e interpretação.

No que respeita aos cenários de preços de combustíveis e de CO₂, existe um desfasamento temporal relevante entre o período de elaboração do RMSA-E 2014 (início de 2014) e a consulta pública do PDIRT-E 2015 que contempla, na sua base, os cenários do RMSA-E 2014. Considera-se por isso, que os cenários poderão encontrar-se desatualizados face ao contexto mais recente podendo impactar e influenciar, de alguma forma, a análise de algumas rúbricas. Sugere-se o desenvolvimento de esforços que procurem minimizar o desfasamento temporal.

A EDP considera que o horizonte temporal dos cenários adotados, bem como das análises apresentadas pelo PDIRT 2016-2025 deveriam ser coincidentes. Neste caso, alinhados com 2030, o ano de referência do TYNDP, bem como pelo RMSA-E2014.

2.4. VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Considera-se ainda ser sempre boa prática a utilização de alguns cenários tipo *stress test* plausíveis, para se avaliar os patamares de segurança adotados.

3. CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS PARA APOIO À DECISÃO DE INVESTIMENTO

3.1. DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DE REDE

3.1.1. INTEGRAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM RENOVÁVEL

Considera-se que devem ser incluídos no plano de investimentos 2016-2025 do PDIRT-E 2015 os investimentos que possibilitam a ligação da nova capacidade de energia eólica *offshore* relativa à fase pré-comercial do projeto WindFloat – NER300. Os anexos I e II a este documento detalham um conjunto de razões e argumentos legais que justificam esta posição, optando-se por aqui apresentar uma síntese das mesmas.

Desde logo, é da responsabilidade do concessionário da rede nacional de transporte desenvolver infraestruturas que respondam às prioridades de política energética no território nacional continental, no qual se incluem as águas territoriais. O projeto WindFloat está alinhado com as prioridades de atuação definidas na Estratégia Nacional

para o Mar 2013 – 2020 e com as orientações estratégicas recentes que a Comissão Europeia veiculou sobre o futuro do sector energético e já havia sido considerado no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 publicado em 2013, nomeadamente a capacidade correspondente à fase pré-comercial do projeto. Para Portugal, a viabilização do projeto WindFloat representa uma oportunidade única para lançar um projeto estruturante e pioneiro para a economia do Mar, com impacto positivo na criação de emprego qualificado e no reforço das exportações na área tecnológica e constituindo um precedente para outros projetos nacionais de produção de energia eólica *offshore*.

O mérito do projeto foi desde início reconhecido através da atribuição de diversos apoios, entre os quais se destaca um financiamento de 30 M€ concedido pelo Programa NER300. O carácter estratégico da energia eólica flutuante tem sido também reconhecido por um grande número de entidades públicas e privadas que enviaram cartas de apoio à proposta do PDIRT 2014-2023 que a ERSE colocou em consulta pública em 2014.o

Em particular, a concretização da infraestrutura de ligação necessária ao projeto Windfloat contou com o compromisso do governo português através de despacho do Exmo. Senhor Secretário de Estado de Energia n.º 22/SEEnergia/2015. Com base neste compromisso, foram realizados investimentos por parte de empresas internacionais, pelo que um retrocesso neste campo poderia minar a confiança para futuros investimentos no sector energético Nacional e no País em geral.

Finalmente, a proposta de faseamento da infraestrutura incluída no PDIRT 2016-2015 afigura-se uma forma muito razoável de temporizar os investimentos ao longo do tempo, pelo que propõe a manutenção destes investimentos no plano.

3.1.2. GESTÃO DOS PERFIS DE TENSÃO E TRÂNSITOS DE REATIVA

No ponto 2.2.1 do PDIRT o texto seguinte:

“Quanto à componente reativa, para cada época sazonal e regime de carga, ela é obtida através de fatores de potência - $tg(\varphi)$ - caraterísticos de cada PdE. Recentemente, estes fatores foram alvo de revisão, realizada a partir de registos da potência ativa e reativa por ponto de entrega. Da análise desenvolvida verificou-se a ocorrência de uma redução nos valores da $tg(\varphi)$ da RNT, referida aos pontos de entrega, situando-se estes valores da $tg(\varphi)$ em cerca de 0,28 e 0,20, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno. Esta alteração no comportamento das cargas encontra justificação nas consideráveis modificações verificadas nos últimos tempos ao nível da gestão de reativa por parte do operador da RND, com consequências significativas sobre a gestão dos perfis de tensão na RNT, obrigando à implementação de medidas corretivas adicionais.”

está aparentemente pouco explícito e contraditório pois se, por um lado, se afirma que se verificou uma redução dos valores da $tg(\varphi)$ quer na ponta de inverno quer na de verão (o que é positivo pois em ponta reduz-se a necessidade de injetar reativa) devido a *“consideráveis modificações verificadas nos últimos tempos ao nível da gestão de reativa*

por parte do operador da RND”, por outro lado, diz-se que tal “obriga à implementação de medidas corretivas adicionais.” Importaria clarificar, por isso, este aspeto.

No que se refere à gestão da energia reativa por vezes parece ficar a ideia (ex.: ponto 2.2.1) que as dificuldades da RNT são consequência de alterações na exploração da RND. No entanto, ao contrário, as alterações introduzidas na exploração da RND vão no sentido de “apoiar” na gestão da energia reativa, uma vez que foram acordadas entre a REN e a EDP Distribuição diversas ações que incluem a retirada de serviço de baterias de condensadores da RND para facilitar a gestão da energia reativa pela RNT.

3.2. DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE (INTERLIGAÇÕES, PCI)

O documento RMSA-E 2014 refere o atraso para 2018 da nova interligação a 400 kV Minho – Galiza inicialmente prevista para entrada em funcionamento em 2016. A justificação para este atraso deve-se a dificuldades de licenciamento.

Contudo, apesar de o RMSA-E 2014 admitir o reforço da interligação em 2018, continua-se a indicar que a capacidade libertada para trocas comerciais entre Portugal e Espanha no período subsequente permanece em apenas 3200 MW. Na realidade considera-se ser possível ir bastante além deste valor tendo em consideração os valores das trocas comerciais já ocorridas durante o ano de 2015, atingindo a importação e exportação de energia com Espanha, 3034 MW e 3000 MW, respetivamente.

No que respeita ao processo de integração energética europeu, até 2020, não se perspetiva a entrada de nova capacidade de interligação entre a Península Ibérica e o resto da Europa. O TYNDP projeta uma nova ligação entre Espanha e França, pelo Golfe da Biscaia, que só deveria estar operacional em 2022, projeto ainda em fase de estudos.

Contudo, considera-se que seria de extrema relevância que o referido projeto de integração seja trabalhado ao nível nacional de forma a garantir, por um lado, o alinhamento com as políticas energéticas europeias e, por outro lado, um atempado planeamento de futuros desenvolvimentos ao nível das infraestruturas. A RNT deverá acompanhar de forma ativa e proactiva o tema das interligações da Península Ibérica com o resto da Europa, efetuando as análises que achar convenientes e necessárias para assegurar o reforço da capacidade das interligações bem como evidenciar os potenciais impactos na rede e segurança de abastecimento.

ANEXO I - INTEGRAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM RENOVÁVEL NA REDE

Considera-se que devem ser considerados no plano de investimentos 2016-2025 do PDIRT-E 2015 os novos investimentos que possibilitam a ligação da nova capacidade de energia eólica *offshore* sob responsabilidade do concessionário da rede nacional de transporte, por razões que detalharemos de seguida.

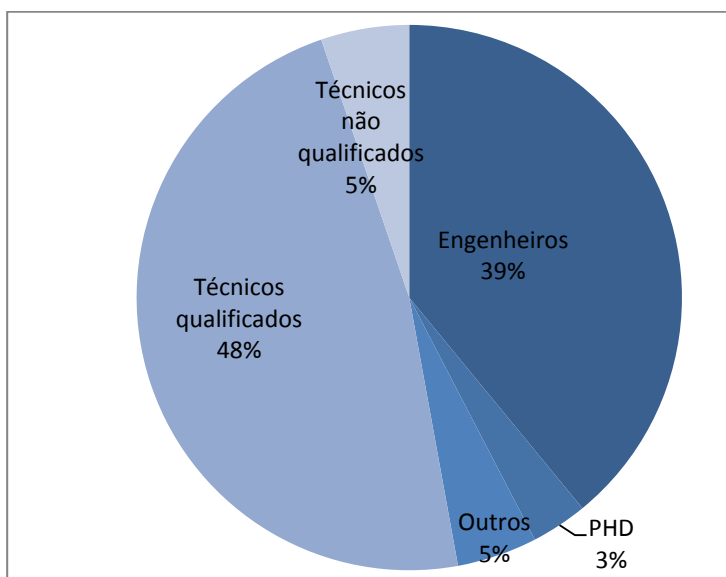
A. Enquadramento legal - do ponto de vista legal, há que considerar que:

- i. O operador do sistema tem o mandato de desenvolver infraestruturas que respondam às prioridades de política energética no território nacional continental;
- ii. Este mandato inclui as águas territoriais que devem ser consideradas parte do território nacional continental;
- iii. Não está em dúvida que a ligação à rede seja da responsabilidade do promotor. A particularidade neste caso é que o ponto de ligação se situa num ponto de ligação a desenvolver pela REN situado em águas territoriais.

B. Interesse nacional

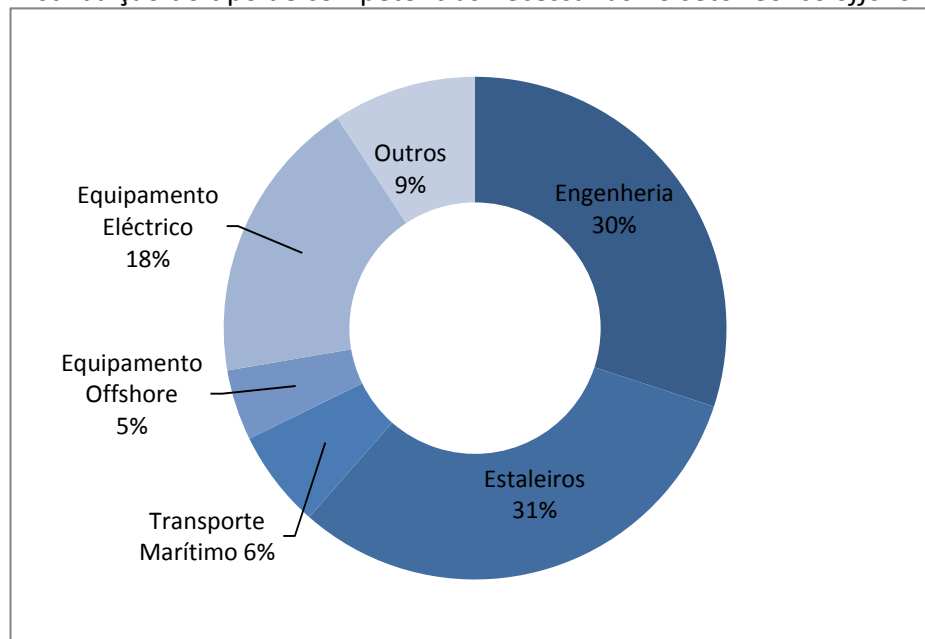
- i. Ao desenvolver projetos de energia eólica offshore e ao demonstrar a viabilidade comercial de tecnologias como o WindFloat, Portugal reforça a posição de liderança numa das áreas mais promissoras do setor das energias renováveis - o eólico offshore de elevada profundidade;
- ii. A tecnologia Windfloat tem uma notoriedade reconhecida no setor e, pelo menos, 2 anos de avanço face a outras tecnologias;
- iii. Este projeto enquadra-se na estratégia nacional de maior aproveitamento dos recursos do mar ("*blue economy*"), tal como referido na "Estratégia Nacional para o Mar" 2013-2020, e nas orientações estratégicas recentes que a Comissão Europeia veiculou sobre o futuro do sector energético: "*No que concerne às energias renováveis e face ao limiar de saturação do parque eólico em terra, o desenvolvimento de sistemas para a produção de energia de origem renovável no espaço marítimo nacional torna-se cada vez mais uma oportunidade. [...] As atividades respeitantes à exploração de recursos não vivos têm um enorme potencial de crescimento económico e de criação de emprego, as condições físicas do litoral português implicarão a otimização da tecnologia existente, nomeadamente da utilização de geradores eólicos flutuantes.*" (Estratégia Nacional para o Mar 2013 – 2020);
- iv. Este projeto potencia o desenvolvimento tecnológico de Portugal, com a criação de postos de trabalho de valor acrescentado. Cerca de 95% dos empregos criados serão de alta qualificação;

Distribuição do emprego gerado pela energia eólica flutuante



- v. Serão criadas novas oportunidades, sobretudo orientadas à exportação, em áreas de grande potencial tais como o desenho, engenharia e construção de plataformas flutuantes, bem como a construção de interligações submarinas e subestações *offshore*. Este tipo de trabalhos beneficia setores tradicionais da economia portuguesa (estaleiros, construção metálica, energias renováveis, etc.), que têm sido particularmente penalizados pela crise, criando emprego sustentável;

Distribuição do tipo de competências necessárias no setor eólico *offshore*



- vi. O carácter estratégico da energia eólica flutuante vem validado finalmente pelo apoio de um grande número de entidades públicas e privadas que já enviaram cartas de apoio à proposta do PDIRT 2014-2023 (ANEXO I) que a ERSE colocou em consulta pública em 2014, nomeadamente
- Instituto Hidrográfico;
 - Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte;
 - Câmara Municipal de Viana do Castelo;
 - Portugal Ventures;
 - Associação das Industrias Navais;
 - A. Silva Matos S.G.P.S.;
 - Laboratório Nacional de Energia e Geologia;
 - Oceano XXI – Cluster do conhecimento e Economia do Mar;
 - Tegopi;
 - AFEM – Associação Fórum Empresarial da Economia do Mar;
 - EnergyIn – Pólo da Competitividade e Tecnologia da Energia.

C. A eólica offshore enquanto prioridade na política energética

No Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte de 2020 (PNAER2020), consagrado pela Resolução do Conselho de Ministros de n.º 20/2013, publicada em 10 de Abril de 2013, consta a previsão de 27 MW de capacidade eólica *offshore* a partir de 2016. Em baixo, apresenta-se o quadro relevante do PNAER2020, onde, a amarelo, se assinalou a referida previsão de capacidade eólica *offshore* acumulada.

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hidroelétrica:	7.065	12.393	7.071	12.407	8.909	14.476	8.919	14.584	8.934	14.516	8.940	14.529
< 1MW	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89
1MW - 10 MW	328	741	334	755	335	757	345	780	360	814	366	827
>10MW	6.703	11.563	6.703	11.563	8.540	13.630	8.540	13.715	8.540	13.613	8.540	13.613
Da qual por bombagem ⁸	2.709	3.901	2.709	3.901	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766
Geotérmica	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226
Solar:	417	661	474	751	532	840	589	929	647	1.018	720	1.139
<i>Fotovoltaica</i>	383	593	440	683	498	772	555	861	613	950	670	1.039
<i>Solar concentrada</i>	34	68	34	68	34	68	34	68	34	68	50	100
Marés, ondas, oceanos	1	1	6	9	6	9	6	12	6	15	6	15
Eólica:	4.842	11.180	4.942	11.330	5.042	11.469	5.142	11.605	5.242	11.731	5.300	11.671
<i>Onshore</i>	4.840	11.176	4.915	11.260	5.015	11.399	5.115	11.534	5.215	11.661	5.273	11.601
<i>Offshore</i>	2	4	27	70	27	70	27	70	27	70	27	70
Biomassa:	784	4.459	814	4.641	814	4.641	814	4.641	814	4.641	828	4.719
<i>Sólida</i>	735	4.116	755	4.228	755	4.228	755	4.228	755	4.228	769	4.306
<i>Biogás</i>	49	352	59	413	59	413	59	413		413	59	413
<i>Biolíquidos⁹</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	13.138	28.920	13.337	29.364	15.332	31.661	15.500	31.997	15.672	32.147	15.824	32.300
Da qual em PCCE	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	471	2.646
Biomassa	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	466	2.618	471	2.646
<i>Sólida</i>	459	2.570	459	2.570	459	2.570	459	2.570	459	2.570	464	2.598
<i>Biogás</i>	7	48	7	48	7	48	7	48	7	48	7	48
<i>Biolíquidos</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

É nosso entender que os 27MW de capacidade eólica *offshore* em 2016 incluídos no PNAER2020 correspondem precisamente à fase pré-comercial do projeto Windfloat.

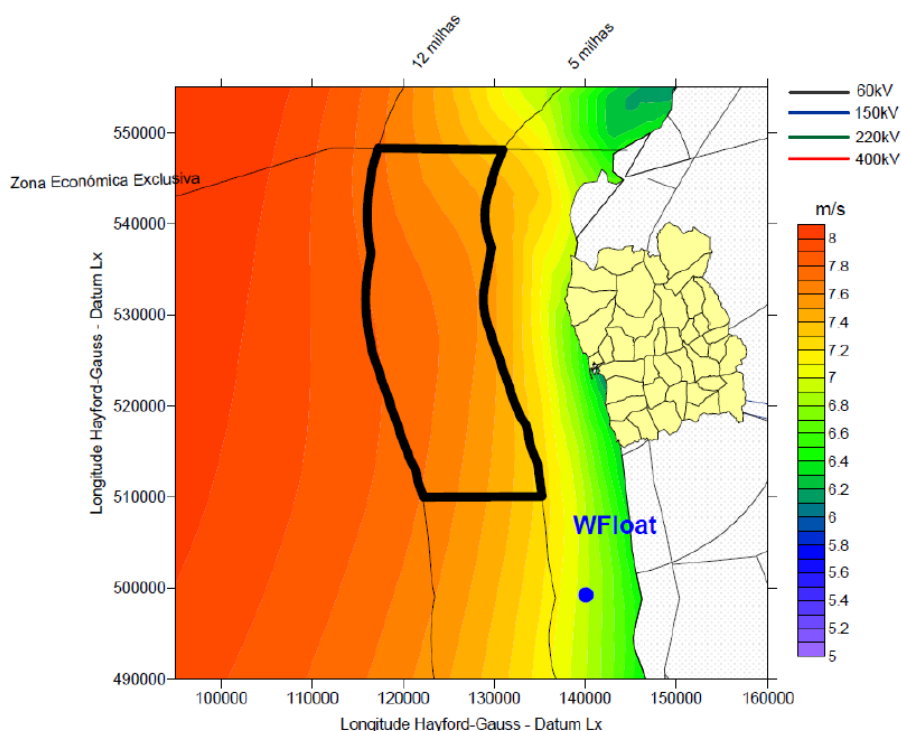
O projeto Windfloat iniciou a sua fase de experimentação na Aguçadoura, ao largo da Costa do Varzim, onde se testou com sucesso a viabilidade técnica de um aerogerador instalado em águas territoriais profundas com uma capacidade instalada total de 2 MW. Tendo esta tecnologia sido demonstrada com excelentes resultados, importa agora passar ao próximo nível – a fase pré-comercial. Esta fase pressupõe a instalação de 3 a 4 aerogeradores com uma capacidade total planeada de 25MW.

D. Potencial para projetos de produção eólica offshore na zona de Viana do Castelo

Acresce que, na verdade, o potencial eólico da zona de Viana do Castelo ultrapassa em muito as necessidades do projeto Windfloat. Este potencial estima-se em mais de 900 MW.

O LNEG realizou um estudo para determinar o potencial nesta zona, tendo sido considerada a área entre as 5 e as 12 milhas náuticas da costa, compreendida entre a fronteira Sul do Concelho de Viana de Castelo e a fronteira Nacional a Norte com Espanha. O LNEG tem, na verdade, vindo a colaborar com a Windplus para caracterizar o recurso eólico na costa portuguesa. Os estudos desta entidade independente representam uma garantia de rigor e imparcialidade na análise do recurso. Ora, no seu estudo, o LNEG estima um potencial eólico sustentável (aproveitável) entre 900 e 970 MW.

Os extratos seguintes foram retirados do estudo elaborado pelo LNEG.



	<i>Potencial Eólico Bruto [MW]</i>	<i>Potencial Eólico Sustentável [MW]</i>	<i>Produção Energética Sustentável [TWh/ano]</i>
Vestas V80 2 MW	2429	900	7.9
Vestas 164 8 MW	2318	970	8.5

Neste sentido, a localização da fase pré-comercial do projeto WindFloat em Viana do Castelo, para além de permitir a demonstração da viabilidade técnica e económica da tecnologia WindFloat, pode ser chave para validar o excelente recurso eólico *offshore* disponível na zona de Viana do Castelo. A localização da fase pré-comercial do projeto WindFloat em Viana do Castelo pode abrir o caminho a muitos outros projetos nacionais de produção de energia eólica *offshore*, com inegáveis benefícios para o país e, em particular, para a economia do mar.

E. Um compromisso do Governo Português

O Governo Português, em 2011, apoiou e promoveu a candidatura desta fase pré-comercial do projeto a um importante instrumento europeu de apoio a projetos de energias renováveis inovadores – o Programa New Entrants Reserve 300 (NER300).

Em resultado do mérito do WindFloat (que permitirá contribuir significativamente para os objetivos de sustentabilidade energética e ambiental Nacional e Europeia) e, em grande medida, do envolvimento do Governo Português, o WindFloat venceu na sua categoria, a nível europeu, tendo-lhe sido concedido um apoio financeiro de 30 M€.

O projeto WindFloat tem visto o seu mérito reconhecido através da atribuição de diversos apoios, entre os quais:

- i. Um incentivo do Fundo Português de Carbono, através de um contrato celebrado a 13 de Fevereiro de 2015;
- ii. Uma tarifa regulada mediante Despacho (12573/2015) do Exmo. Senhor Secretário de Estado de Energia, ao abrigo da Portaria 202/2015 de 13 de Julho que define o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica.

Não obstante, estes apoios permitem apenas complementar o significativo investimento privado previsto (investimento total superior a 115 M€), garantindo, ao projeto, uma rentabilidade semelhante ao custo de capital, isto é, como um valor atualizado líquido neutro (VAL = 0).

Um pressuposto essencial no cálculo do referido valor atualizado líquido neutro, constante da aludida candidatura ao Programa NER 300, seria o desenvolvimento e investimento pelo Estado Português/ Operador da RNT na construção da infraestrutura elétrica submarina e respetivo interface em terra entre a ligação submarina e rede elétrica em terra que permita ao projeto Windfloat escoar a energia produzida.

Sendo certo que o compromisso do Estado poder-se-ia ter concretizado alternativamente através de uma maior tarifa elétrica ou através de outros apoios a solução adotada foi a que consta do PDIRT, e que se considera a mais adequada. A passagem desse encargo para o projeto acarretaria implicações negativas para o projeto e o sistema:

- i. Deveria necessariamente implicar uma revisão da tarifa que a compensasse, sob pena de o Estado estar a reduzir os apoios ao projeto e assim a quebrar um

- compromisso assumido com a Comissão Europeia, sendo que reduzir os apoios ao projeto inviabilizaria o mesmo;
- ii. Seria sempre uma solução muito próxima à de manter a linha na REN e manter a tarifa aprovada (portanto o impacto para o consumidor seria idêntico);
 - iii. Alterar a atual estrutura de benefícios que o Estado Português concedeu ao projeto desde Fevereiro de 2011 seria um desenvolvimento fatal para o mesmo, atendendo aos imensos atrasos associados (licenciamento marítimo e energético, contratação de fornecedores, novos estudos de engenharia, etc.) e à incompatibilidade desse atraso com os do programa NER300, de cujo apoio o projeto depende também;
 - iv. Implicaria uma linha dedicada apenas ao projeto WFA, impedindo a criação de uma infraestrutura que facilite a integração na rede de futuros projetos energéticos marinhos (eólicos ou de outras tecnologias) e portanto, seria menos vantajoso para o sistema elétrico apresentando um custo similar.

F. Um mandato existente para a realização da infraestrutura

O compromisso do governo português para a realização da infraestrutura de ligação concretizou-se num mandato claro através de despacho do Exmo. Senhor Secretário de Estado de Energia n.º 22/SEEnergia/2015. Em paralelo, esta infraestrutura de ligação foi integrada dentro do PDIRT 2016-2025 atualmente em período de consulta pública.

Este despacho estabeleceu um contexto claro tanto para a concessionária da rede nacional de transporte como para o promotor da primeira central que pretende ligar-se à infraestrutura submarinha. Na sequência do mesmo foram comprometidos investimentos significativos para a implementação do projeto WFA por parte de empresas internacionais que são já hoje acionistas da Windplus S.A. (EDP Renováveis, Repsol, Engie – que virá a transferir a sua participação à sua JV com Marubeni - Mitsubishi Corporation, Chiyoda Corporation). A presença de um grupo tão notável de empresas neste projeto é algo sem paralelo na economia Nacional e demonstra não só o carácter inovador e único do projeto bem como a aposta de elevado nível que está a ser feita na tecnologia de base Portuguesa.

Uma revisão deste compromisso constituiria uma mudança “retroativa” dos compromissos do Estado nesta área que se traduziria em perdas financeiras para os vários intervenientes assinalados, no cancelamento dos investimentos planeados para o projeto, numa redução importante da apetência destes e de outros *players* pelo investimento no sector energético Nacional e no País em geral, e numa perda total das ajudas europeias associadas a este projeto com expectáveis consequências negativas ao nível da nossa capacidade enquanto País para atração de novos apoios deste tipo.

G. Uma implementação faseada e atempada para otimizar as despesas

Finalmente, a proposta de faseamento da infraestrutura incluída no PDIRT 2016-2015 afigura-se uma forma muito razoável de temporizar os investimentos ao longo do tempo:

Fase 1 [Capacidade máxima: 80 MVA; Custo RNT adicional: 48 M€; 2017]

Nesta fase dá-se resposta ao montante de capacidade que se encontra reservada pelo projeto (25 MW) bem como de uma capacidade adicional para outros projetos (55MW), mediante a instalação de um cabo submarino dimensionado para 150 kV, mas inicialmente operado a 60 kV. Esta fase decorre até 2017, importando num investimento estimado em cerca de 48 M€;

Fase 2 [Capacidade máxima: 200 MVA; Custo RNT adicional: a determinar; 2020-2022]

Nesta fase, a desenvolver em conformidade com a manifestação concreta de interesses, fica viabilizada uma capacidade de receção acima do valor da Fase 1, garantindo-se a receção, na subestação de Ponte de Lima, de uma potência até 200 MVA. O investimento global previsto (para além do referente à subestação offshore, de valor ainda por calcular nesta altura) estima-se em 6 M€ e refere-se às infraestruturas *onshore*;

Fase 3 [Capacidade máxima: 400 MVA; Custo RNT adicional: 45M€; >2025]

Nesta fase, previsivelmente depois de 2025, seria possível aproveitar maior potencial *offshore* duplicando a capacidade de receção para 400 MVA com a instalação de capacidade de transformação adicional na subestação offshore.

Desta forma, garantir-se-ia a integração na rede nacional de transporte do recurso energético disponível numa zona de Portugal com um dos maiores recursos energéticos do país. Seria uma infraestrutura aberta a qualquer promotor com uma capacidade muito significativa, assegurando o aproveitamento de tecnologias importantes na estratégia energética de Portugal.

Ao mesmo tempo, a solução proposta no PDIRT 2016-2025 permite atrasar os investimentos até o momento em que os mesmos sejam realmente precisos, maximizando os recursos económicos disponíveis.

Conclusão

Face ao exposto, propõe-se que se mantenha no PDIRT 2016-2025 a infraestrutura elétrica *offshore* e a correspondente conexão em terra que permite maximizar o aproveitamento do potencial eólico *offshore* nacional, em particular na zona de maior potencial situada ao largo de Viana do Castelo.

A referida infraestrutura permitirá acolher a capacidade relativa à fase pré-comercial do projeto WindFloat – NER300 e, dado que os investimentos aqui sugeridos poderão ser faseados, também poderá receber qualquer futura capacidade que venha a ser necessária para outros promotores de projetos naquela zona geográfica.

ANEXO II – ARGUMENTAÇÃO LEGAL COMPLEMENTAR**A. Licenciamento energético**

O exercício da atividade de produção de eletricidade em Portugal é livre, estando apenas sujeito à obtenção de licença ou, nos casos previstos na lei, a um procedimento simplificado de comunicação prévia junto das entidades competentes (artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual – “Decreto-Lei n.º 29/2006”).

A produção de eletricidade em Portugal divide-se em duas classes consoante o regime que lhe seja aplicável: regime ordinário ou regime especial (artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 29/2006). Por seu turno, a produção em regime especial pode ser feita ao abrigo do regime geral ou do regime de remuneração garantida (n.º 1 do artigo 33.º-G do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual – “Decreto-Lei n.º 172/2006”). No caso do projeto *Windfloat* a eletricidade produzida por este projeto enquadrar-se-á no conceito de produção em regime especial com remuneração garantida (Portaria n.º 202/2015, de 13 de julho).

A respeito da produção de eletricidade em regime especial a lei confirma que o exercício de tal atividade é livre, ficando sujeito a controlo prévio mediante a atribuição de uma licença de produção, a requerimento do interessado, ou através da realização, por este, de uma comunicação prévia para a instalação de um centro electroprodutor (artigo 33.º-D do Decreto-Lei n.º 172/2006). A licença de produção autoriza a instalação de um centro electroprodutor em território nacional (nos. 1 e 2 do artigo 33.º-E do Decreto-Lei n.º 172/2006).

Após a instalação do centro eletroprodutor será necessário que o respetivo titular obtenha uma licença ou certificado de exploração (nos. 4 e 5 do artigo 33.º-E do Decreto-Lei n.º 172/2006).

Estando enquadrado na produção de eletricidade em regime especial com remuneração garantida, a atribuição da respetiva licença de produção ao projeto *Windfloat* depende da prévia obtenção de uma reserva de capacidade de injeção e receção de potência na rede elétrica de serviço público (“RESP”) através da atribuição de um ponto de receção (n.º 2 do artigo 2.º da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, na sua redação atual – “Portaria n.º 243/2013”).

Sem prejuízo do acima exposto, o licenciamento energético de um centro electroprodutor relaciona-se com outros procedimentos de licenciamento necessários à respetiva instalação e exploração, como é o caso do licenciamento camarário. Além deste, quando estejam reunidos os respetivos pressupostos legais, a instalação e exploração de um centro electroprodutor poderá também estar sujeita ao licenciamento ambiental e/ou de utilização de recursos do domínio público.

B. Autorização para a utilização do domínio público marítimo - Concessão

A Central Eólica Offshore *Windfloat* vai ser instalada ao largo de Viana do Castelo, em espaço marítimo nacional, a mais de uma milha da costa. A utilização do espaço

marítimo nacional está sujeita à obtenção de um título, que, no caso, tratando-se de uma utilização prolongada, é uma concessão a atribuir, por contrato, pela Direção Geral dos Recursos Nacionais, Segurança e Serviços Marítimos (“DGRM”).

No caso do *Windfloat* é necessário atribuir duas concessões: uma para a Central (ao promotor *Windplus*) e outra para o cabo submarino que transportará a energia da Central para terra. Esta última será celebrada com a REN-Redes Energéticas Nacionais, S.A., enquanto concessionária da Rede Nacional de Transporte que tem o exclusivo do transporte de eletricidade (note-se que o cabo em questão poderá ser utilizado no futuro para outros projetos que não apenas o *Windfloat*). A obrigação da REN construir e explorar o cabo foi reconhecida pelo despacho n.º 22/SEenergia/2015, do Secretário de Estado da Energia.

O regime de atribuição dos títulos de utilização do espaço marítimo (“TUPEM”) encontra-se regulado na Lei n.º 17/2014, de 10 de Abril (que estabelece as Bases da Política de Ordenamento e de Gestão do Espaço Marítimo Nacional), e no Decreto-lei n.º 38/2015, de 12 de Março que a veio desenvolver. No entanto, as concessões para o projeto *Windfloat* foram requeridas antes da entrada em vigor deste último diploma legal, sendo que o mesmo determina que só se aplica aos processos iniciados depois da sua entrada em vigor, estabelecendo que *“os atos já praticados no âmbito de pedidos de utilização privativa do espaço marítimo nacional em curso podem ser aproveitados, desde que respeitem os direitos de informação e de participação previstos, respetivamente, nos artigos 7.º e 8.º, e que tenham sido instruídos com a documentação exigida pelo presente decreto-lei”*.

Nestes termos, para além das consultas necessárias, nos procedimentos de atribuição destas concessões foram publicados editais por 30 dias para que quaisquer interessados pudessem vir requerer a atribuição dos títulos para si, não tendo aparecido qualquer interessado. Na sequência disso, os pedidos foram deferidos, tendo já sido celebrado o contrato de concessão da Central.

Note-se que, quando aplicável, esta autorização de utilização do espaço marítimo deve instruir o pedido de atribuição de licença de produção (artigo 12.º e ponto B do Anexo I da Portaria n.º 243/2013).

C. Casos paralelos

Importa fazer aqui uma comparação com o regime da zona piloto de energia das ondas (aprovado pelo Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro). Este diploma legal entendeu estabelecer um regime especial para a produção de eletricidade) numa determinada zona do espaço marítimo nacional, a “zona piloto”. Mais determinou que a exploração desta zona seria realizada em regime de concessão de serviço público, tendo a concessão sido atribuída a uma subsidiária da REN (a *Enondas* – Energia das Ondas, S.A.).

A concessão da *Enondas* inclui uma concessão de utilização privativa do domínio público marítimo (sujeita aos termos da Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, uma vez que não existia quando a mesma foi atribuída um regime jurídico de utilização do

espaço marítimo) – que abrange a utilização da faixa correspondente ao corredor para a implantação de infraestruturas para ligação à rede elétrica pública bem como a utilização do domínio público marítimo – e também uma concessão de gestão e exploração da zona piloto. A concessionária fica, assim, com a competência para a atribuição das licenças de estabelecimento e de exploração da atividade de produção de energia elétrica e respetiva fiscalização na zona piloto.

De forma diferente, a central Windfloat localiza-se numa zona no espaço marítimo nacional que não tem qualquer regime especial – não está abrangida por qualquer concessão de exploração -, razão pela qual o respetivo licenciamento se rege pelas regras gerais a que estão sujeitos quaisquer projetos energéticos que se venham a instalar no espaço marítimo. Como é bom de ver, a possibilidade de utilização do espaço marítimo (seja para a produção de energia, seja para qualquer outro projeto) não depende da titularidade, ou da existência de qualquer concessão de exploração, mas apenas do respeito pelo regime geral de utilização do espaço marítimo.

É, assim, claro, que a concessão da *Enondas* tem uma natureza jurídica diferente das concessões de que é objeto o *Windfloat*: enquanto a concessão da *Enondas* é uma concessão de serviço público, tendo a Enondas competência para licenciar a utilização do espaço marítimo na zona piloto (se a *Windplus* tivesse querido desenvolver um projeto na zona piloto teria que requerer a concessão à *Enondas*), a concessão da *Windplus* para a Central e a da REN para o cabo são concessões de utilização do espaço marítimo que não concedem quaisquer direitos de gestão do espaço marítimo mas apenas o direito de utilização do espaço em questão para os fins requeridos, sendo isso o que é necessário para que o projeto possa ser desenvolvido.