



RELATÓRIO ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE EM PORTUGAL 2026



ÍNDICE GERAL

SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1. INTRODUÇÃO.....	9
1.1 Contexto legal e regulamentar	9
1.2 Objetivo e âmbito do relatório nacional.....	9
1.3 Entidades envolvidas no estudo	10
2. METODOLOGIA DO ESTUDO.....	12
2.1 Dados utilizados	12
2.2 Anos alvo	13
2.3 Abordagem metodológica	14
2.3.1 Necessidades de flexibilidade de sistema	14
2.3.2 Necessidades de flexibilidade de rede	17
2.3.2.1 Necessidades de flexibilidade da rede de transporte.....	17
2.3.2.2 Necessidades de flexibilidade da rede de distribuição	18
2.3.3 Abordagem ao <i>fine-tuning</i>	18
3. DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS	20
3.1 Situação atual do sistema elétrico nacional	20
3.2 Cenários para análise de necessidades de sistema	21
3.3 Cenários para análise de necessidades de Rede	24
3.3.1 Cenário para análise de necessidades da rede de distribuição	24
3.3.2 Cenário para análise de necessidades da rede de transporte	25
3.4 Objetivo/Meta para integração de renováveis	25
4. RESULTADOS DA ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE	27
4.1 Necessidades de flexibilidade de sistema	27
4.1.1 Integração de renováveis.....	27
4.1.1.1 Caracterização da carga residual	27
4.1.1.2 Caracterização do desperdício de geração renovável	30
4.1.1.3 Necessidades de flexibilidade	33
4.1.2 Variações rápidas de potência (Rampas)	38
4.1.2.1 Caracterização da capacidade de resposta atual a necessidades de rampas	38
4.1.2.2 Necessidades de flexibilidade	39
4.1.3 Necessidades de flexibilidade de curto-prazo.....	42
4.1.3.1 Caracterização da capacidade de resposta atual a necessidades de curto-prazo	42
4.1.3.2 Necessidades de flexibilidade	42
4.2 Necessidades de flexibilidade de Rede.....	43
4.2.1 Necessidades da rede de distribuição	43

4.2.2	Necessidades da rede de transporte.....	46
5.	BARREIRAS À FLEXIBILIDADE E CONTRIBUIÇÃO DA DIGITALIZAÇÃO.....	47
5.1	Facilitadores e incentivos para proporcionar flexibilidade	48
5.2	Requisitos para a prestação de serviços de balanço	50
5.3	Requisitos para a prestação de serviços de gestão de congestionamentos.....	51
5.3.1	Gestão de congestionamentos por parte do ORT.....	51
5.3.2	Gestão de congestionamentos por parte do ORD	52
5.4	Procedimentos de ligação à rede	54
5.5	Incentivos regulatórios para os operadores de rede considerarem alternativas "sem fios"	56
6.	CONCLUSÕES.....	59
6.1	Resultados da avaliação de necessidades de flexibilidade.....	59
6.2	Próximos passos	65
	ANEXOS	67
I.	Metodologia das Necessidades de Flexibilidade da Rede de Distribuição	68
II.	Situação atual do sistema elétrico nacional	73
III.	Necessidades de flexibilidade – Resultados e Detalhes adicionais	77
IV.	Barreiras à flexibilidade.....	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Gamas de valores de capacidade adicional necessária (GW), por tipo de recurso, para 2030 e 2035	4
Figura 2 – Carga residual horária, diária e sazonal, resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 35).....	28
Figura 3 – Carga residual horária, diária e sazonal, resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 35).....	29
Figura 4 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35)	31
Figura 5 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 35)	33
Figura 6 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35.....	35
Figura 7 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35.....	37
Figura 8 – Gamas de valores de capacidade adicional necessária (GW), por tipo de recurso, para 2030 e 2035	61
Figura 9 – Repartição da produção em 2025.....	74
Figura 10 – Diagramas de carga dos dias de ponta de inverno, verão, primavera e outono de 2025	75
Figura 11 – Linhas da interligação entre Portugal e Espanha e capacidades térmicas das linhas.....	76
Figura 12 - Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais – Importação e Exportação	76
Figura 13 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 23).....	77
Figura 14 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 27).....	78
Figura 15 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23).....	79
Figura 16 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23, Sensibilidade 1)	79
Figura 17 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23, Sensibilidade 2)	80
Figura 18 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27)	80
Figura 19 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27, Sensibilidade 1)	81
Figura 20 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27, Sensibilidade 2)	81
Figura 21 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35, Sensibilidade 1)	82

Figura 22 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35, Sensibilidade 2)	82
Figura 23 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35.....	83
Figura 24 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 1	84
Figura 25 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 2	85
Figura 26 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 23).....	95
Figura 27 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 27).....	96
Figura 28 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 23)	96
Figura 29 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 23, Sensibilidade 2)	97
Figura 30 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 27).....	97
Figura 31 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 27, Sensibilidade 2)	98
Figura 32 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 35, Sensibilidade 2)	98
Figura 33 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35.....	99
Figura 34 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 2	100

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – Desperdício de energia renovável	3
Quadro 2 – Necessidades de flexibilidade relativas a rampas de geração.....	6
Quadro 3 – Necessidades de flexibilidade de rede.....	7
Quadro 4 - Valores de referência de uma Central térmica de ciclo combinado (CCGT).....	39
Quadro 5 - Valores de referência de limites de rampa de uma CCGT	39
Quadro 6 - Valores de referência de Hídrica	39
Quadro 7 – Necessidades de flexibilidade da rede de distribuição, para 2030 e 2035	45
Quadro 8 – Desperdício de energia renovável	59

Quadro 9 –Desperdício de energia renovável – análises de sensibilidade	62
Quadro 10 - Necessidades de flexibilidade relativas a rampas de geração	63
Quadro 11 – Necessidades de flexibilidade de rede.....	64
Quadro 12 – Potência instalada no SEN em 2024 e 2025 [MW]	73
Quadro 13 – Abastecimento do consumo nacional em 2024 e 2025 [GWh]	74
Quadro 14 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis 2030 (WS 23)	86
Quadro 15 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 23 - Sensibilidade 1)	87
Quadro 16 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 23 - Sensibilidade 2)	88
Quadro 17 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27)	89
Quadro 18 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27 – Sensibilidade 1).....	90
Quadro 19 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27 – Sensibilidade 2).....	91
Quadro 20 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35).....	92
Quadro 21 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35 – Sensibilidade 1).....	93
Quadro 22 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35 – Sensibilidade 2).....	94
Quadro 23 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 23).....	101
Quadro 24 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 23 – Sensibilidade 2).....	102
Quadro 25 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 27)	103
Quadro 26 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 27 – Sensibilidade 2).....	104
Quadro 27 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 35).....	105
Quadro 28 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 35 – Sensibilidade 2).....	106
Quadro 29 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 23).....	107

Quadro 30 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 27).....	108
Quadro 31 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 35).....	109
Quadro 32– Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 23).....	110
Quadro 33 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 27).....	111
Quadro 34 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 35).....	112
Quadro 35 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 23).....	113
Quadro 36 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 27).....	114
Quadro 37 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 35).....	115
Quadro 38 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 23).....	116
Quadro 39 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 27).....	117
Quadro 40 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 35).....	118

SUMÁRIO EXECUTIVO

O n.º 1 do Artigo 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, na sua redação atual, estabelece que a entidade reguladora, ou outra autoridade ou entidade designada por um Estado-Membro, deve adotar um relatório sobre as necessidades de flexibilidade estimadas a nível nacional, pelo menos para os cinco a dez anos seguintes.

Tendo em vista o objetivo de descarbonização do setor, este estudo deve ter em consideração a necessidade de garantir a segurança e fiabilidade do abastecimento de energia elétrica, de forma custo-eficiente, considerando a esperada integração de geração através de fontes de energia renovável variáveis, a necessária integração de setores, assim como a natureza interligada do mercado da eletricidade, incluindo as metas de interligação e a potencial disponibilidade da flexibilidade transfronteiriça.

Ainda segundo o regulamento europeu, esta avaliação de necessidades de flexibilidade constitui uma base para o estabelecimento, pelo Estado-Membro, de um objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, incluindo os contributos específicos respetivos, para a concretização desse objetivo, da resposta da procura e do armazenamento de energia (vd. artigo 19.º-F). Esse objetivo deve refletir-se numa futura atualização do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC)¹, podendo o mesmo ser alcançado pela concretização do potencial de flexibilidade identificado, através da eliminação dos obstáculos ao mercado identificados ou através dos regimes de apoio à flexibilidade não fóssil (vd. artigo 19.º-G).

Tal como previsto na regulamentação europeia, este estudo teve como objetivo estimar as necessidades futuras de flexibilidade em Portugal continental, com vista à garantia da segurança de abastecimento e da segurança operacional do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Em linha com a metodologia aprovada pela Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) para o efeito (*Flexibility Needs Assessment Methodology – FNAM*)², tendo em consideração os objetivos estabelecidos no PNEC, este estudo avalia diferentes tipos de necessidades de flexibilidade:

¹ [PNEC 2030](#)

² [Flexibility Needs Assessment Methodology - FNAM](#)

- a) Necessidades de flexibilidade de sistema, que incluem i) integração de renováveis; ii) resposta a rampas de geração e iii) flexibilidade de curto-prazo, e
- b) Necessidades de flexibilidade de rede, que se dividem em i) flexibilidade da rede de transporte e ii) flexibilidade da rede de distribuição.

As necessidades de flexibilidade de sistema refletem a flexibilidade necessária para que o sistema elétrico se possa ajustar à variabilidade dos padrões de produção e consumo. Por sua vez, as necessidades de flexibilidade de rede refletem a flexibilidade necessária para garantir a disponibilidade da rede, através da prevenção ou resolução de congestionamentos ou problemas de controlo de tensão. As necessidades de flexibilidade são categorizadas como necessidades “a subir” quando é necessário um aumento de produção ou uma diminuição de consumo e como necessidades “a descer” quando é necessário uma diminuição de produção ou um aumento de consumo.

A flexibilidade tem também uma dimensão temporal, sendo que os recursos necessários para dar resposta, por exemplo, à necessidade de ajustar os padrões produção/consumo num contexto intradiário, de curto-prazo (e.g. armazenamento de energia excedente nas horas de sol e posterior consumo nas horas de ponta), serão diferentes daqueles que poderão dar resposta à sazonalidade destes padrões (e.g. armazenamento de energia excedente no verão para posterior consumo no Inverno). Nesse sentido, as necessidades de flexibilidade são caracterizadas tanto em termos de potência como em termos de energia.

Apesar do regulamento europeu prever a análise das necessidades para um período de cinco a dez anos, a FNAM estabelece que neste primeiro exercício devem ser considerados, no mínimo, dois anos alvo. Nesse sentido, a presente análise focou-se nos anos 2030 e 2035, sendo que, ao nível das necessidades de flexibilidade de sistema, a mesma foi efetuada com base nos resultados do despacho económico do ERAA³ 2025, para três dos cenários meteorológicos de cada um destes anos⁴. Para melhor alinhamento dos cenários às especificidades do SEN, foi necessário introduzir alguns ajustes ao nível do consumo elétrico anual da bombagem, limitando este consumo resultante da simulação do ERAA 2025 ao máximo anual histórico verificado no SEN (cerca de 5,5 TWh).

³ *European Resource Adequacy Assessment* - ERAA

⁴ Foram selecionados os cenários meteorológicos considerados mais representativos no âmbito do exercício de *cost-minimisation* da análise de viabilidade económica do ERAA 2025 (WS 23, 27 e 35).

Para o efeito, a ERSE coordenou os trabalhos de elaboração deste relatório que envolveram a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., na sua qualidade de operador da rede de transporte nacional (ORT), e a E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A., na sua qualidade de operador da rede de distribuição nacional (ORD), mas também a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), tendo em conta as suas competências a nível nacional, nomeadamente, em matéria de segurança do abastecimento, e no que diz respeito aos trabalhos de elaboração e revisão do PNEC.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE SISTEMA

O principal indicador analisado no estudo diz respeito às necessidades de flexibilidade de sistema para integração de renováveis, que se ligam à diminuição do desperdício de energia renovável⁵, com vista ao cumprimento dos objetivos de política energética.

Seguindo o estabelecido no artigo 8.º da FNAM, o ORT estimou as necessidades de flexibilidade para integração de renováveis. Os valores apresentados no Quadro 1 correspondem à gama de valores de desperdício de energia renovável identificado para os diferentes cenários avaliados.

Quadro 1 – Desperdício de energia renovável

Tipo	Indicador	Ano alvo	Desperdício de renováveis [TWh]	Desperdício de renováveis [% ⁶]
Sistema	Integração de renováveis	2030	2,7 – 4,3	3 – 5,5
		2035	1,4 – 6	1,2 – 5,8

Tal como referido nos pontos 3.4 e 4.1, o PNEC não define um valor máximo admissível para o desperdício de energia renovável e não foi possível identificar este valor por outro meio. Assim, as necessidades de flexibilidade foram identificadas como sendo a energia que será necessário absorver pelo sistema para que este desperdício seja anulado. Desta forma, os resultados obtidos correspondem a um majorante das necessidades de flexibilidade de sistema para integração de renováveis, na medida em que a admissão de algum valor de desperdício poderá ser uma solução económica mais eficiente.

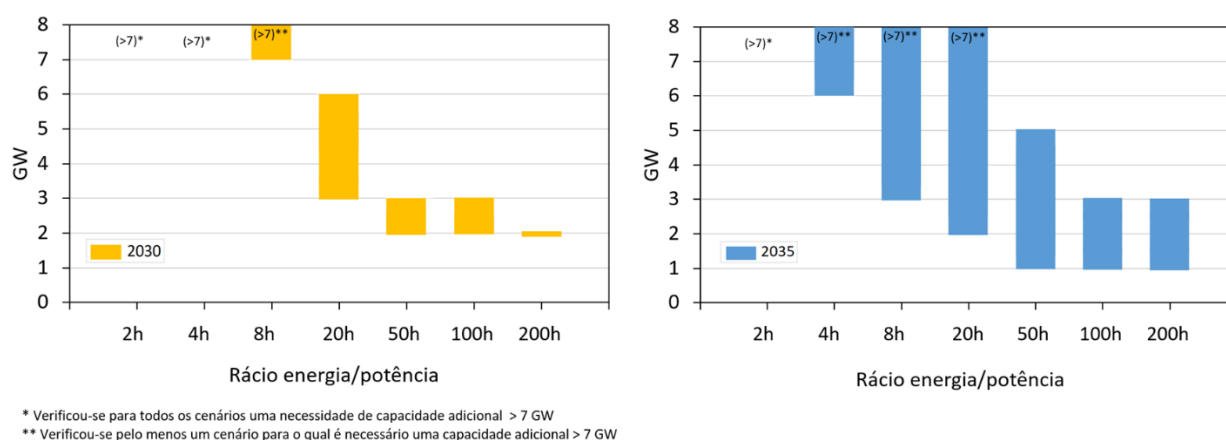
⁵ O desperdício é entendido como a produção de origem renovável que é inibida devido a restrições de rede ou de sistema ou por inexistência de consumo equivalente, não podendo ser armazenada localmente.

⁶ Percentagem do desperdício de renováveis face à produção renovável total em cada cenário.

Em termos de caracterização do desperdício de energia renovável, realça-se que o mesmo ocorre, maioritariamente, nos períodos compreendidos entre as 8h e as 18h, que correspondem aos períodos com maior componente solar no portfólio de geração. Em termos percentuais, o desperdício de energia identificado apresenta valores sempre inferiores a 6%, face aos valores totais de produção de energia renovável, nos diferentes cenários.

Em seguida, de acordo com o estabelecido na FNAM, o ORT avaliou os recursos necessários para colmatar as necessidades identificadas. Para o efeito, foram considerados recursos de flexibilidade com rácios energia/potência de 2h, 4h, 8h, 20h, 50h, 100h e 200h e identificadas as capacidades adicionais que seria necessário instalar para reduzir o desperdício de energia renovável para zero ou para valores muito próximos de zero.

Figura 1 – Gammas de valores de capacidade adicional necessária (GW), por tipo de recurso, para 2030 e 2035⁷



Em relação ao cenário base (ano alvo 2030) concluiu-se que, recorrendo a recursos com rácios energia/potência entre 2 e 8 horas⁸, na maior parte dos casos, seria necessária uma capacidade instalada adicional superior a 7 GW para colmatar as necessidades de flexibilidade identificadas. Admitindo

⁷ Para efeitos de construção deste gráfico, considerou-se as capacidades adicionais necessárias para reduzir o desperdício a 250 GWh.

⁸ Tipicamente baterias eletroquímicas, mas podendo também ser considerada a resposta da procura, e.g. alteração do perfil de carregamento de veículos elétricos ou o recurso a bombas de calor.

tecnologias com um rácio de 50 horas⁹, estima-se que, em 2030, com valores entre os 2 GW e 3 GW de capacidade instalada adicional o desperdício de energia renovável seria praticamente anulado. Este valor diminui quando se consideram recursos com rácios superiores, mas mesmo considerando um recurso com rácio de 200 horas¹⁰, para ambos os cenários considerados, será sempre necessária a instalação de uma capacidade adicional entre 1 GW e 3 GW¹¹. Os recursos aqui analisados devem ser encarados de um ponto de vista tecnologicamente neutro, não estando limitados às tecnologias de armazenamento mais comuns como baterias eletroquímicas ou armazenamento hídrico.

Importa realçar que a abordagem utilizada nesta análise não permite ter em consideração a complementaridade dos diversos recursos de flexibilidade. As necessidades identificadas deverão, naturalmente, ser satisfeitas através da utilização simultânea de um portfólio de recursos variado que permita capturar os benefícios e mais valias de cada tecnologia.

Os resultados apresentados são fortemente influenciados pelos pressupostos de construção dos cenários utilizados nesta análise. Estes cenários têm subjacente um significativo nível de incerteza, quer pelo caráter de longo-prazo da análise, quer pela evolução que efetivamente se tem verificado no SEN, face aos objetivos estabelecidos na atualização do PNEC que lhes serviram de base. Nesse sentido, foram realizadas duas análises de sensibilidade aos cenários base. A primeira análise de sensibilidade considerou uma menor capacidade de interligação em comparação com a admitida nos cenários base, limitando a mesma a 10% da capacidade total prevista inicialmente. Na segunda análise de sensibilidade considerou-se uma menor capacidade instalada de eletrolisadores e eólica *offshore* face ao previsto no PNEC.

Com a primeira análise de sensibilidade procurou-se avaliar as necessidades de flexibilidade do sistema num cenário próximo de um sistema isolado. O aumento muito significativo das necessidades de flexibilidade identificadas, demonstra a importância da interligação enquanto fornecedora de flexibilidade ao sistema. Na segunda análise de sensibilidade, procurou-se avaliar o impacto de um desenvolvimento de geração e consumo mais lento do que o previsto nos cenários do PNEC. Não obstante o facto de se

⁹ Face às características e especificidades do SEN poderiam ser considerados, por exemplo, aproveitamentos hidroelétricos com capacidade de armazenamento significativo.

¹⁰ Recursos deste tipo poderiam ser a hipotética utilização de eletrolisadores e capacidade de armazenamento de hidrogénio verde.

¹¹ Estes foram os valores de capacidade identificados para reduzir o desperdício para valores muito próximos de zero (250 GWh). No entanto, realça-se que a análise efetuada permite identificar as capacidades adicionais necessárias caso venha a ser determinado um valor máximo admissível de desperdício de energia renovável, que serão inferiores aquelas aqui identificadas.

considerar uma menor capacidade renovável instalada, resultou desta análise de sensibilidade um aumento das necessidades de flexibilidade, visto que a diminuição da capacidade de eletrolisadores tem um impacto superior do lado do consumo, uma vez que os pressupostos do estudo os consideram cargas flexíveis.

Ao nível das necessidades de flexibilidade de sistema, o ORT identificou ainda as necessidades relativas a rampas de geração¹², que se apresentam no Quadro 2.

A incapacidade do sistema em responder a estas rampas de geração e de absorver os impactos das mesmas, pode, entre outros aspetos, levar à necessidade de aumentar o desperdício de energias renováveis para garantir o equilíbrio do sistema.

Quadro 2 – Necessidades de flexibilidade relativas a rampas de geração

Tipo	Indicador	Ano alvo	Direção	Valor médio de necessidades não satisfeitas ¹³ [MW]	Necessidades não satisfeitas ¹⁴ [MWh]
Sistema	Necessidades relativas a rampas de geração	2030	a subir	0 – 0,17	0 - 1484
			a descer	0	0
		2035	a subir	0 – 0,03	0 – 293,4
			a descer	0	0

A FNAM determina ainda que sejam identificadas necessidades de flexibilidade de curto-prazo, relacionadas com a capacidade de responder aos erros de previsão de geração. Face à abordagem seguida neste estudo, e aos pressupostos e dados utilizados, o ORT considerou que a aplicação da metodologia não resultaria em resultados representativos. Assim, não foram determinadas quaisquer necessidades deste tipo.

¹² Variações significativas de potência de produção, em curtos espaços de tempo, originadas pelos perfis de produção de energias renováveis e pelas características técnicas destas tecnologias, nomeadamente solar e eólica.

¹³ Segundo a FNAM as necessidades de flexibilidade não satisfeitas relativas a rampas de geração renovável dizem respeito à potência necessária a cada hora para dar resposta a uma rampa de geração renovável subtraída das margens técnicas dos restantes ativos de geração existentes, ou seja, a capacidade dos restantes ativos de geração aumentarem ou diminuírem a sua potência, face ao seu ponto de funcionamento naquela hora. Os valores aqui apresentados são a média dos valores calculados para cada hora, em cada cenário.

¹⁴ Os valores aqui apresentados dizem respeito ao valor anual de energia resultante da soma das necessidades horárias identificadas.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE REDE

O ORT não identificou quaisquer necessidades de flexibilidade de rede, ao nível da rede de transporte, visto que os seus exercícios de planeamento tiveram por base a atribuição de capacidade firme às novas ligações, sem expectáveis restrições de rede. Neste enquadramento, o ORT não identificou situações de desperdício de energia renovável, que se devam a congestionamentos na rede.

Por seu lado, o ORD identificou necessidades de flexibilidade da rede de distribuição que resultam nos valores do Quadro 3.

Quadro 3 – Necessidades de flexibilidade de rede

Tipo	Indicador	Ano alvo	Direção	Soma das potências máximas [MW]	Valor médio expectável de energia [MWh]
Rede	Necessidades da rede de transporte	2030	a subir	0	0
			a descer	0	0
		2035	a subir	0	0
			a descer	0	0
	Necessidades da rede de distribuição	2030	a subir	48,7	57,3
			a descer	0	0
		2035	a subir	56,8	66,9
			a descer	0	0

Não obstante apresentar um conjunto de pressupostos e limitações metodológicas, a análise efetuada contribui para quantificar necessidades de flexibilidade num âmbito distinto e complementar das que são atualmente analisadas no contexto dos estudos de segurança de abastecimento, nomeadamente do ERAA e do RMSA¹⁵. As conclusões deste relatório deverão contribuir para o estabelecimento dos objetivos indicativos previstos no Artigo 19.º-F do Regulamento (UE) 2019/943, sem prejuízo das conclusões de outros estudos relevantes para o efeito ou de outros instrumentos de política energética que possam vir a contribuir para uma melhor identificação das necessidades de flexibilidade do SEN, fundamentando, desta forma, a decisão do Estado-Membro nesta matéria.

¹⁵ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

BARREIRAS À FLEXIBILIDADE

Conforme mencionado, as necessidades de flexibilidade identificadas podem ser prestadas pelo mercado, como resposta natural aos mecanismos económicos do sistema elétrico, importando para isso eliminar as barreiras à constituição dessa flexibilidade. Em complemento, podem vir a ser definidos mecanismos de incentivo específicos, para estimular a disponibilização de recursos de flexibilidade adicionais.

Em linha com a Recomendação ACER n.º 01/2026, foi avaliada a eventual existência de barreiras à entrada de recursos de flexibilidade no sistema. De forma geral, concluiu-se que, dentro dos aspetos que foi possível avaliar, apesar de terem sido identificadas algumas oportunidades de melhoria, não existem barreiras significativas à entrada de recursos de flexibilidade no sistema, que não sejam já objeto de medidas com vista à sua mitigação. Neste contexto destacam-se:

- Projeto-piloto para o desenvolvimento do mercado de serviços de sistema em agregação;
- Desenvolvimento e expansão de projetos-piloto relativos a mercados de gestão local de congestionamentos como o projeto FIRMe¹⁶;
- Implementação dos produtos normalizados de balanço.

No ponto 5 detalham-se estas considerações e no Anexo IV apresenta-se um quadro resumo relativo a esta avaliação.

¹⁶ [FIRMe – Flexibilidade integrada em regime de mercado](#)

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO LEGAL E REGULAMENTAR

O n.º 1 do Artigo 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 (Regulamento (UE) 2019/943), na redação dada pelo Regulamento (UE) 2024/1747, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024¹⁷, estabelece que a entidade reguladora, ou outra autoridade ou entidade designada por um Estado-Membro, deve adotar um relatório sobre as necessidades de flexibilidade estimadas a nível nacional, pelo menos para os cinco a dez anos seguintes, o mais tardar um ano após a aprovação, pela ACER, de uma metodologia para o efeito.

Esta metodologia foi aprovada pela ACER no dia 25 de julho de 2025, estabelecendo, assim, o dia 25 de julho de 2026 como o prazo para a apresentação deste estudo, que deve ser repetido a cada dois anos.

Tendo em vista o objetivo de descarbonização do setor, este estudo deve ter em consideração a necessidade de garantir a segurança e fiabilidade do abastecimento de energia elétrica, de forma custo-eficiente, considerando a esperada integração de geração através de fontes de energia renovável variáveis, a necessária integração de setores, assim como a natureza interligada do mercado da eletricidade, incluindo as metas de interligação e a potencial disponibilidade da flexibilidade transfronteiriça.

Apesar desta obrigação não constar da legislação nacional portuguesa, foi com base neste enquadramento legal e regulamentar a nível europeu que se desenvolveu o estudo que resultou no presente relatório.

1.2 OBJETIVO E ÂMBITO DO RELATÓRIO NACIONAL

Tal como previsto na regulamentação europeia, este estudo teve como objetivo estimar as necessidades futuras de flexibilidade em Portugal continental¹⁸, atendendo aos objetivos de descarbonização e

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02019R0943-20240716>

¹⁸ Visto ser a 1ª edição deste relatório e dada a inexperiência com estudos deste tipo, optou-se por ter em consideração apenas as redes de transporte e distribuição em Portugal continental.

incorporação de energias renováveis, com vista à garantia da segurança de abastecimento e da segurança operacional do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Em linha com a metodologia aprovada pela ACER para o efeito¹⁹ (*Flexibility Needs Assessment Methodology* – F NAM), com este estudo pretendeu-se avaliar os diferentes tipos de necessidades de flexibilidade identificados (necessidades de sistema e de rede), com vista, entre outros aspetos, à integração de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis no SEN, tendo em consideração os objetivos estabelecidos no Plano Nacional de Energia e Clima²⁰ (PNEC). Estimadas as necessidades de flexibilidade, procurou-se também identificar o potencial de recursos de flexibilidade não fóssil para as satisfazer.

Finalmente, avaliou-se ainda a eventual existência de barreiras ou obstáculos à entrada em mercado de soluções de flexibilidade e o possível contributo da digitalização das redes de transporte e distribuição de eletricidade para o aumento da flexibilidade do SEN.

Entre outros aspetos, nos termos do Artigo 19.º-F do Regulamento (UE) 2019/943, os resultados, análises e conclusões deste relatório deverão contribuir para a definição de um objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, que, por sua vez, deverá ser refletido numa futura atualização do PNEC.

1.3 ENTIDADES ENVOLVIDAS NO ESTUDO

Nos termos do n.º 1 do Artigo 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943, a ERSE, enquanto entidade reguladora nacional, tem a responsabilidade de apresentar o relatório relativo à análise de necessidades de flexibilidade a nível nacional.

Nesse sentido, a ERSE coordenou a elaboração do presente relatório, envolvendo a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), na sua qualidade de operador da rede de transporte (ORT) nacional, a E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. (E-Redes), na sua qualidade de operador da rede de distribuição (ORD) nacional, e a DGEG, tendo em conta as suas competências a nível nacional, nomeadamente, no âmbito da elaboração e revisão do PNEC 2030.

¹⁹ [Flexibility Needs Assessment Methodology - F NAM](#)

²⁰ [PNEC 2030](#)

Estas entidades constituíram um grupo de trabalho que reuniu periodicamente ao longo do desenvolvimento do estudo. Numa fase inicial, e nos termos do n.º 1 do Artigo 4.º da FNAM, foram acordados os detalhes da implementação nacional da metodologia, incluindo:

- a) Âmbito dos dados e análises a disponibilizar pelo ORT e pelo ORD a nível nacional;
- b) Papéis e responsabilidades do ORT e ORD;
- c) Anos alvo da análise;
- d) Granularidade temporal, espacial e de nível de tensão dos dados no âmbito da identificação de necessidades de flexibilidade da rede de distribuição;
- e) Dados necessários à avaliação de eventuais barreiras à flexibilidade nos mercados e da contribuição da digitalização.

Após a entrega dos dados e análises pelos operadores de rede, realizaram-se reuniões de discussão e validação dos resultados, tendo existido uma estreita colaboração entre todas as entidades envolvidas na elaboração do relatório.

Tratando-se da primeira edição deste estudo e face à complexidade do exercício, não foi possível promover, em tempo útil, o envolvimento de *stakeholders* externos, identificando-se esta como uma oportunidade de melhoria para futuras atualizações deste trabalho.

2. METODOLOGIA DO ESTUDO

2.1 DADOS UTILIZADOS

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE SISTEMA

No que diz respeito à análise das necessidades de flexibilidade de sistema, a FNAM define que deverá ser considerado, pelo menos, um cenário consistente com os cenários de referência do *European Resource Adequacy Assessment* - ERAA. Considerando a perspetiva de aprovação do ERAA 2025 no primeiro trimestre de 2026²¹, e a disponibilização de cenários e resultados mais atualizados do que os constantes do último ERAA aprovado à data do início dos trabalhos²², bem como um melhor alinhamento com a evolução dos sistemas europeus e com as especificidades do SEN, optou-se pela utilização do cenário central do ERAA 2025²³ e dos respetivos resultados da Avaliação de Viabilidade Económica (EVA²⁴) para os centros electroprodutores relevantes para esta análise.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE REDE

Para a avaliação das necessidades de flexibilidade de rede foram considerados os pressupostos e cenários utilizados nos exercícios de planeamento e investimento das redes de transporte e distribuição.

No que diz respeito à rede de transporte, as conclusões, que se desenvolvem mais à frente neste relatório, tiveram por base os pressupostos e critérios utilizados nos exercícios de planeamento desta rede.

Ao nível da rede de distribuição, a análise baseou-se nos dados constantes no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição – PDIRD-E 2024²⁵, enquanto principal documento de referência para

²¹ O ERAA 2025 veio a ser aprovado, através da [ACER Decision n.º 06/2026](#), no dia 24 de abril de 2026.

²² ERAA 2024.

²³ Foi considerado o *lower range* do cenário central do ERAA 2025, o que está em linha com a ACER Decision n.º 06/2026.

²⁴ EVA – *Economic Viability Assessment*.

²⁵ Proposta de PDIRD-E 2024, documentos consulta pública e Parecer da ERSE à proposta, disponíveis [aqui](#).

a caracterização da rede e identificação de necessidades de flexibilidade, considerando, nomeadamente, a caracterização das subestações AT/MT e os requisitos de flexibilidade identificados nesse âmbito²⁶.

Foram igualmente considerados dados provenientes do estudo de adequação de recursos nacional, ou seja, do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2025-2040 – RMSA-E 2024²⁷, nomeadamente ao nível da previsão das pontas síncronas do SEN para os anos em análise, de forma a assegurar coerência entre a caracterização da rede e as tendências macro de evolução da carga.

2.2 ANOS ALVO

A FNAM estabelece que os dados e análises devem ser disponibilizados para os anos alvo do ERAA, devendo ser considerados neste primeiro exercício, no mínimo, dois anos alvo, devendo pelo menos um deles corresponder a um *policy year*²⁸.

Os anos alvo do ERAA 2025 são 2028, 2030, 2033 e 2035. Nesse sentido, sendo 2030 o único *policy year* deste conjunto, ficou definido como um dos anos alvo comuns para esta análise.

Atendendo à natureza exploratória deste primeiro exercício e à necessidade de assegurar a robustez dos resultados, numa fase inicial, ficou definido que a escolha do ano adicional recairia sempre entre 2028 ou 2035. Contudo, foi também avaliada a possibilidade de analisar os três anos (2028, 2030 e 2035), tendo-se chegado à conclusão que o mesmo não seria viável em tempo útil.

Posteriormente, no decorrer dos trabalhos, ambos os operadores convergiram para a escolha do ano de 2035 como segundo ano de análise. Assim, o presente estudo considera os anos de 2030 e 2035.

²⁶ Mais detalhes no Anexo I.

²⁷ Disponível [aqui](#).

²⁸ Em linha com as metas e objetivos estabelecidos na subálnea iii) da alínea a) do n.º 4 do Artigo 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943.

2.3 ABORDAGEM METODOLÓGICA

2.3.1 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE SISTEMA

No caso da avaliação das necessidades de flexibilidade de sistema, a FNAM estabelece que pelo menos um dos cenários a ser utilizado deve ser consistente com os cenários de referência do ERAA. Esta avaliação deve ser baseada nos resultados do despacho económico de um ERAA ou de um estudo de adequação de recursos nacional, ou, alternativamente, numa simulação de despacho económico, realizada pelo TSO de forma independente²⁹.

À data da elaboração do presente estudo, estavam ainda a decorrer os trabalhos de adaptação da avaliação nacional da adequação dos recursos à metodologia europeia definida para o ERAA, não dispondo o ORT das ferramentas necessárias para a realização de um despacho económico que seguisse os critérios estabelecidos a nível europeu. Neste contexto, optou-se pelo processamento dos resultados do despacho económico do ERAA 2025.

Face a esta opção, e dada a complexidade do exercício, foi também necessário selecionar os *weather scenarios* (WS) a considerar. Seguindo a metodologia aplicada no ERAA 2025, foram selecionados os WS considerados mais representativos para o exercício de *cost-minimisation* da EVA. Neste sentido, foi efetuado o processamento dos resultados do ERAA 2025 para os WS 23, 27 e 35³⁰.

Adicionalmente, considerou-se necessário introduzir ajustes destinados a assegurar uma maior adaptação à realidade e às especificidades do SEN, nomeadamente, uma adaptação ao nível do consumo elétrico anual da bombagem, limitando este consumo resultante da simulação do ERAA 2025 ao máximo anual histórico verificado no SEN (cerca de 5,5 TWh)³¹.

²⁹ De acordo com o n.º 3 do Artigo 7.º da FNAM.

³⁰ De acordo com o previsto no n.º 5 do artigo 6º da FNAM.

³¹ Destaca-se que esta limitação já tinha sido identificada pelo ORT português no documento de “*Country Comments*” do ERAA 2025, disponível em [Annex 6 – Country Comments ERAA 2025](#).

Em conformidade com a FNAM³², a avaliação das necessidades de flexibilidade de sistema incidiu sobre três dimensões distintas: i) as necessidades associadas à integração de renováveis; ii) as necessidades decorrentes das rampas de geração; e iii) as necessidades de flexibilidade de curto prazo.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE PARA INTEGRAÇÃO DE RENOVÁVEIS (ARTIGO 8.º DA FNAM)

Para a quantificação das necessidades de flexibilidade para integração de renováveis, os ORT devem basear-se na caracterização das séries temporais de desperdício expectável de renováveis e da carga residual, extraídas do despacho económico do ERAA, para cada ano alvo e WS seleccionados³³.

A carga residual foi determinada a partir da procura líquida e da produção renovável não despachável, o que permitiu identificar os períodos em que existe desperdício expectável de energia renovável em cada hora e para cada ano alvo e WS, através da fórmula:

$$\text{Carga residual} = \text{Procura líquida referida à emissão} - (\text{eólica, solar e outras RES} + \text{mini} - \text{hídricas} + \text{hídricas fio} - \text{de} - \text{água} + \text{min. técnico cogeração})$$

Os resultados relativos ao desperdício de energia renovável foram analisados em diferentes escalas temporais (horária, diária e sazonal), permitindo avaliar a variabilidade da carga residual, analisando diferenças entre escalas temporais, e identificar as necessidades de flexibilidade do sistema.

Para o cenário base e respetivas sensibilidades, em todos os WS, foi avaliado o benefício de adicionar novos recursos de flexibilidade ao sistema³⁴ para possibilitar a absorção da potência renovável prevista no PNEC. De forma a garantir a neutralidade tecnológica, os recursos adicionais de flexibilidade foram caracterizados em termos de potência, capacidade de energia, disponibilidade, eficiência de ciclo completo³⁵, e rácio energia-potência, tendo sido analisados rácios de 2, 4, 8, 20, 50, 100 e 200 horas.

A metodologia utilizada permite, consoante o valor máximo de desperdício de renováveis admitido, estabelecer a quantidade de recursos de flexibilidade necessários para o satisfazer.

³² Artigos 8.º, 9.º e 10.º da FNAM.

³³ De acordo com o n.º 1 do Artigo 8.º da FNAM.

³⁴ De acordo com o previsto no n.º 10 do Artigo 8.º da FNAM.

³⁵ *round-trip efficiency*.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE RELATIVAS A RAMPAS DE GERAÇÃO (ARTIGO 9.º DA FNAME)

Para o cálculo das necessidades de flexibilidade para resposta às rampas de geração, para cada WS e ano alvo, os ORT devem determinar as necessidades de flexibilidade a subir³⁶ e a descer³⁷, calculadas pela diferença entre as variações da carga residual e a capacidade das margens residuais de rampas³⁸.

Com base nos resultados do despacho económico do ERAA 2025, foram quantificadas as insuficiências de flexibilidade na geração resultantes das rampas ascendentes e descendentes da carga residual, num período de até 60 minutos, considerando as restrições técnicas dos grupos geradores disponíveis³⁹.

A análise foi baseada em dados horários, com a modelação de cinco grupos geradores (a gás natural), representando diferentes cenários operativos (não obstante estarem previstos em 2030, sete grupos geradores a gás natural, os cinco grupos geradores analisados resultam das decisões tomadas ao nível do EVA no estudo do ERAA 2025). Foram tidos em consideração a potência máxima dos grupos, os mínimos técnicos, as condições de arranque e os períodos mínimos de paragem e produção para garantir a segurança operacional (4 horas).

Efetuiu-se uma comparação entre as rampas necessárias e as rampas possíveis, para identificar défices de flexibilidade que potencialmente afetassem a segurança do sistema. De forma a contribuir para a redução progressiva das necessidades de flexibilidade identificadas, foram introduzidos sequencialmente recursos de flexibilidade, através das diferentes tecnologias disponíveis, pela seguinte ordem: centrais térmicas de ciclo combinado, centrais hídricas de albufeira, bombagem, baterias e, por último, o consumo de eletrolisadores.

³⁶ Aumento de geração ou diminuição de consumo.

³⁷ Diminuição de geração ou aumento de consumo.

³⁸ De acordo com o Artigo 9.º da FNAME.

³⁹ Foram considerados cinco grupos geradores a gás natural, representando diferentes cenários operativos.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE CURTO-PRAZO (ARTIGO 10.º DA FNAM)

Para identificar as necessidades de curto-prazo, os ORT devem analisar a capacidade do sistema para responder aos erros de previsão da carga residual, ou seja, ao desvio entre o que foi previsto no dia anterior e o que realmente acontece⁴⁰.

A partir da análise histórica das previsões e valores observados de carga⁴¹ foram determinadas as funções de distribuição dos erros de previsão, para cada mês e hora. Calculando a convolução das três funções de distribuição, para cada mês e hora, determinou-se a função de distribuição do erro de previsão da carga residual. Os resultados foram posteriormente projetados para os anos alvo selecionados, utilizando os perfis de carga resultantes do ERAA 2025, em cada ano e WS em causa.

2.3.2 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE REDE

2.3.2.1 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DA REDE DE TRANSPORTE

De acordo com a FNAM, as necessidades de flexibilidade de rede devem refletir a flexibilidade necessária para prevenir ou resolver constrangimentos de congestionamento ou tensão, e apresentam características locais e temporais específicas, dependendo dos padrões de injeção e consumo locais.

No caso da Rede Nacional de Transporte (RNT), os estudos de rede efetuados no âmbito dos exercícios de planeamento são realizados em estrito cumprimento com os Padrões de Segurança para Planeamento do Regulamento da Rede de Transporte, pelo que a emissão dos pareceres favoráveis de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) por parte da REN teve por base a atribuição de capacidade firme às novas ligações, sem expectáveis restrições de rede. Neste enquadramento, o ORT não identificou situações de desperdício de energia renovável ou de energia não servida, que se devam a congestionamentos na rede.

⁴⁰ De acordo com o Artigo 10.º da FNAM.

⁴¹ Produção eólica e produção fotovoltaica nos últimos 3 anos.

2.3.2.2 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação das necessidades de flexibilidade da rede de distribuição apresenta desafios decorrentes do carácter local dos constrangimentos e da elevada incerteza associada à evolução da ligação da produção descentralizada e de novos consumos.

O nível crescente de incerteza com o aumento do horizonte temporal de previsão, resultante da evolução de múltiplos fatores estruturais e conjunturais, condiciona o comportamento do sistema elétrico, tornando mais complexa uma estimativa robusta de volumes de flexibilidade no médio/longo prazo.

Em particular, uma vez que as análises de necessidades de flexibilidade já desenvolvidas no âmbito do PDIRD-E 2024 não incluem os anos alvo selecionados (2030 e 2035), o ORD considerou necessário desenvolver, para esse horizonte, uma metodologia específica, de alto nível, assente em extrapolações.

Para este efeito, o ORD começou por tipificar as quantidades médias de potência e energia características de um caso de flexibilidade em contexto de PDIRD-E. De seguida, estimou a evolução da utilização das subestações AT/MT para o período em causa através de um processo iterativo de aumento de carga. Definindo um limite inferior e superior de utilização entre os quais admite a existência de constrangimentos na rede que podem ser geridos com recurso a flexibilidade, contabilizou o número de casos diagnosticados, cujos constrangimentos considerou passíveis de ser geridos com recurso a flexibilidade. Por fim, calculou as necessidades de flexibilidade da rede de distribuição multiplicando o número de casos apurados pelas quantidades médias apuradas inicialmente.

Esta metodologia encontra-se detalhada no Anexo I.

2.3.3 ABORDAGEM AO *FINE-TUNING*

A FNAM prevê que, quando certas condições se verificarem, sejam reavaliadas as necessidades de flexibilidade de sistema, tendo em consideração os dados que resultam das necessidades de rede identificadas.

De acordo com o n.º 2 do artigo 14.º da FNAM, no processo de *fine-tuning* devem ser consideradas as necessidades de rede a descer que resultem no desperdício de energia renovável.

Ao nível da rede de transporte, como referido no ponto 2.3.2.1, não foram identificadas quaisquer necessidades de flexibilidade. Por outro lado, ao nível da rede de distribuição, tal como se descreve nos pontos 2.3.2.2 e 4.2.1, apenas foram identificadas necessidades de flexibilidade de rede a subir. Assim, seguindo o estabelecido na FNAM, não houve lugar a qualquer processo de *fine-tuning*.

3. DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS

3.1 SITUAÇÃO ATUAL DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Em 2025, o consumo de energia elétrica referido à emissão no SEN totalizou 53 TWh, representando um aumento de 3,2% face a 2024, e registando o valor mais elevado de sempre no SEN, 1,6% acima do máximo histórico, registado em 2010⁴². A ponta de consumo atingiu um valor de 9 395 MW, cerca de 500 MW abaixo do máximo histórico registado em 2021, enquanto que a potência máxima de produção de energia foi de 11 474 MW, 400 MW abaixo do valor máximo histórico registado em 2023.

A potência instalada no SEN, totalizava 23,8 GW no final de 2025, dos quais 16,3 GW (68,5 %) ligados à rede de transporte, evidenciando um aumento de cerca de 1 GW face a 2024, correspondendo, praticamente na íntegra, a instalações fotovoltaicas. A capacidade renovável totalizou 19,4 GW, destacando-se o aumento do solar fotovoltaico (+ 954 MW), enquanto que a capacidade não renovável se manteve globalmente estável. O armazenamento totalizou 3,6 GW, maioritariamente associado a bombagem nas centrais hidroelétricas. Esta capacidade instalada no SEN repartiu-se entre 13,0 GW de capacidade despachável⁴³ e 10,8 GW de capacidade não despachável.

Em 2025, a produção renovável nacional abasteceu 68% do consumo, com uma expressão significativa de produção hidroelétrica⁴⁴, que abasteceu 27% do consumo, mas também com contributos significativos de eólica (25%), solar (11%) e biomassa (5%). O gás natural, incluindo ciclo combinado e cogeração, abasteceu 15% do consumo. O saldo de trocas na interligação com Espanha manteve-se importador⁴⁵, alimentando os restantes 17% do consumo nacional.

Em termos de trânsitos de energia na rede, os centros electroprodutores ligados diretamente à rede de transporte injetaram 31,9 TWh (+3,5 TWh face a 2024). Os centros electroprodutores ligados à rede de

⁴² Informação da situação do SEN em 2025 retirada dos [Dados Técnicos REN 2025](#).

⁴³ Centrais habilitadas a prestar serviços de sistema.

⁴⁴ Em 2025 verificou-se um índice de produtibilidade de 1,31 - relação entre a energia efetivamente produzida e a energia que seria produzida num ano médio.

⁴⁵ Situação que se verificou nos últimos 7 anos

distribuição produziram 16,3 TWh, dos quais 3,1 TWh foram injetados na rede de transporte, evidenciando insuficiência de consumo local na rede de distribuição.

A dezembro de 2025 a interligação elétrica transfronteiriça entre Portugal e Espanha era constituída por seis linhas de 400 kV e três linhas de 220 kV, num total de nove linhas de interligação. Já em termos de capacidade de transporte, estas linhas, cujos limites térmicos dependem das condições de temperatura ambiente e de exploração utilizadas pelos operadores das redes interligadas, apresentam um total 9 627 MVA de capacidade térmica mínima.

Em 2025, observou-se um aumento dos valores máximos de capacidade da interligação disponível para fins comerciais, tanto no sentido importador, atingindo o valor de 5310 MW, ainda distante do valor máximo registado em 2022, como no sentido exportador, com um valor de 4950 MW, representando um novo máximo histórico⁴⁶. Contudo, os valores médios mantiveram-se estáveis, com um ligeiro aumento no sentido exportador, e os valores mínimos nulos, em ambos os sentidos, à semelhança do ocorrido no ano anterior.

Ainda no que diz respeito ao desempenho da interligação, em 2025, registaram-se 938 horas de congestionamento, cerca de 10,7% do ano, com maior incidência nos meses de maio e junho. Este desempenho foi influenciado por restrições à capacidade de interligação Portugal-Espanha, introduzidas na sequência do apagão ibérico de dia 28 de abril de 2025 por questões de segurança operacional do sistema, com impacto mais relevante na capacidade de importação, e que justificam, em grande parte, o desempenho apresentado.

No Anexo II apresentam-se mais detalhes sobre a situação atual do SEN.

3.2 CENÁRIOS PARA ANÁLISE DE NECESSIDADES DE SISTEMA

Tal como descrito no ponto 2.3.1 para esta análise consideraram-se os cenários do ERAA 2025 para os anos alvo 2030 e 2035. No âmbito do ERAA 2025, a REN, enquanto ORT português, forneceu os dados de entrada

⁴⁶ Deste 2007, ano em que entrou em funcionamento o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) a 1 de julho de 2007, até 2025.

com base na “Trajetória Ambição” do RMSA-E 2024, que prevê o cumprimento dos objetivos de capacidade de produção renovável instalada definidos no PNEC para 2030 e 2035.

Este cenário prevê um reforço das políticas energéticas nacionais, em contexto económico moderado, com uma progressão mais significativa na implementação de medidas de eficiência energética, na eletrificação dos transportes, na produção de hidrogénio verde e outros grandes consumos, e um aumento da produção descentralizada, consistente com um maior impacto do autoconsumo.

De seguida, são detalhados os dados de entrada utilizados no ERAA 2025, para cada ano alvo, que levaram aos resultados do despacho económico considerado para a análise de necessidades de flexibilidade de sistema.

ANO ALVO 2030

Para 2030, o cenário considerado prevê uma capacidade total instalada de 48,8 GW, sendo 12,4 GW relativos a produção eólica e 21,1 GW a produção solar.

O consumo anual considerado totaliza um valor de 75,3 TWh, com uma ponta de consumo de 13,1 GW. Este cenário considera ainda 4,4 GW de capacidade instalada de eletrolisadores, e uma capacidade instalada de grandes consumidores de energia de 2 GW. Para o armazenamento, o cenário prevê 2 GW de baterias e 3,9 GW de bombagem hidroelétrica.

Relativamente à capacidade da interligação, considerando a entrada em exploração da nova interligação elétrica Minho-Galiza⁴⁷, neste cenário considera-se, a todas as horas, uma capacidade de exportação de 3,5 GW e de importação de 4,2 GW. Realça-se que estes valores são significativamente acima dos valores médios descritos no ponto 3.1.

Tendo em conta as especificidades do SEN e os desenvolvimentos que se têm vindo a verificar, considerou-se ainda pertinente efetuar duas análises de sensibilidade aos resultados obtidos no despacho económico do ERAA 2025:

⁴⁷ A nova interligação elétrica Minho-Galiza entrou em exploração em julho de 2026.

- a) **Sensibilidade 1** – Considerou-se que a interligação não estará sempre disponível, tendo sido considerado um valor de 10% da capacidade de interligação. Com esta análise de sensibilidade procurou-se avaliar as necessidades de flexibilidade do sistema num cenário próximo de um sistema isolado e, ao mesmo tempo, a relevância da interligação como fornecedora de flexibilidade ao sistema.
- b) **Sensibilidade 2** – Para avaliar o impacto de um desenvolvimento da capacidade instalada de eletrolisadores mais lento do que o previsto nos cenários do PNEC, considerou-se uma redução desta capacidade, face ao resultado do despacho económico do ERAA 2025, de 4,4 GW para 430 MW, em linha com a proposta do ERAA 2026. Foi também analisada uma redução da instalação de 2 GW de eólica offshore, no pressuposto de que são projetos relacionados com a produção de hidrogénio verde. Nesta análise de sensibilidade manteve-se a capacidade de interligação nos valores considerados no cenário base.

ANO ALVO 2035

Para 2035, o cenário considerado prevê uma capacidade total instalada de 58,9 GW, sendo 27,8 GW relativos a produção solar e 16 GW a produção eólica.

O consumo anual considerado totaliza um valor de 82,5 TWh, com uma ponta de consumo de 14,5 GW. Este cenário considera ainda 7,4 GW de capacidade instalada de eletrolisadores, e uma capacidade instalada de grandes consumidores de energia de 2 GW. Para o armazenamento, o cenário prevê 2,5 GW de baterias e 3,9 GW de bombagem hidroelétrica.

Não se prevendo nenhum desenvolvimento posterior a 2030 ao nível das interligações elétricas, neste cenário, as capacidades de interligação mantiveram-se nos 3,5 GW para a exportação e nos 4,2 GW para a importação.

Para 2035, no âmbito da análise de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis, foi apenas considerada uma análise de sensibilidade aos resultados do despacho económico do ERAA 2025:

- a) **Sensibilidade 2** – À semelhança da análise de sensibilidade efetuada para o ano alvo de 2030, considerou-se uma redução da capacidade instalada de eletrolisadores, face ao resultado do despacho económico do ERAA 2025, de 7,4 GW para 1,5 GW, em linha com a proposta do ERAA 2026. Foi também considerada uma redução da capacidade instalada de eólica offshore para 940 MW. Nesta análise de

sensibilidade manteve-se também a capacidade de interligação nos valores considerados no cenário base.

3.3 CENÁRIOS PARA ANÁLISE DE NECESSIDADES DE REDE

3.3.1 CENÁRIO PARA ANÁLISE DE NECESSIDADES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Como referido no ponto 2.1 o cenário para análise de necessidades de flexibilidade ao nível da rede de distribuição teve por base os cenários considerados no PDIRD-E 2024 e no RMSA-E 2024.

Segundo o ORD, ao nível do planeamento da rede, a estratégia delineada para o PDIRD-E 2024 procura assegurar o alinhamento com os objetivos de política energética nacional, nomeadamente os definidos no PNEC, bem como com as diretrizes europeias. Esta estratégia procura responder às necessidades da transição energética e expansão de rede esperadas, e preparar a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável, e para os novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo.

Nesse sentido, para efeitos da metodologia aplicada, no cenário utilizado neste estudo foi tida em consideração a caracterização da rede distribuição prevista para 2030 no PDIRD-E 2024. Em relação à situação atual, esperam-se desenvolvimentos, por exemplo, ao nível do número de subestações AT/MT, do número de transformadores e da potência de transformação instalada, com vista, entre outros aspetos, a permitir cumprir os objetivos de integração de energias renováveis.

Neste capítulo, face à metodologia utilizada para a análise de necessidades de flexibilidade da rede de distribuição, teve particular relevância o cenário de exploração previsto para as subestações AT/MT. Foram utilizadas as projeções do PDIRD-E 2024 para o ano de 2030, nomeadamente ao nível da potência de transformação instalada, da ponta de carga, da ponta de carga natural e da utilização máxima estimada neste horizonte temporal⁴⁸.

⁴⁸ Maior detalhe no Anexo B.1.3.2 do PDIRD-E 2024.

Por outro lado, ao nível da evolução dos consumos, o PDIRD-E 2024 define a evolução expectável dos consumos e cargas para o período 2024–2030, não especificando, contudo, taxas de crescimento da procura para horizontes temporais posteriores.

Assim, para suportar o cenário de evolução dos consumos para além de 2030, o ORD recorreu ao RMSA-E 2024, em particular ao Anexo 3, que apresenta a perspetiva de evolução da ponta do SEN.

No âmbito do presente exercício, o ORD assumiu que a evolução da ponta da RND acompanha a evolução da ponta do SEN, assumindo coerência entre a dinâmica global do sistema e a evolução da procura ao nível da rede de distribuição.

Atendendo a que o RMSA-E disponibiliza valores para a ponta do SEN para os anos de 2030, 2035 e 2040, o ORD utilizou a taxa média anual de crescimento entre os diferentes períodos, tendo, posteriormente, utilizado estas mesmas taxas para projetar a evolução da ponta das subestações AT/MT a nível nacional nos horizontes de análise considerados.

3.3.2 CENÁRIO PARA ANÁLISE DE NECESSIDADES DA REDE DE TRANSPORTE

Tal como descrito e justificado no ponto 2.3.2.1 não foram consideradas necessidades de flexibilidade na rede de transporte no âmbito do presente exercício.

3.4 OBJETIVO/META PARA INTEGRAÇÃO DE RENOVÁVEIS

O PNEC estabeleceu como objetivo para 2030 uma quota de energias renováveis na satisfação do consumo do setor elétrico de 93%⁴⁹. Tanto este objetivo como aqueles que se relacionam com a evolução da capacidade instalada de energias renováveis, estão patentes nos cenários que serviram de base ao presente estudo.

A FNAM define que, para a avaliação das necessidades de flexibilidade de sistema, deve ser tida em consideração uma meta para a integração de renováveis que corresponda ao máximo desperdício de

⁴⁹ O PNEC não estabelece um objetivo para 2035.

energia renovável admissível para que seja possível cumprir os objetivos de política energética. Este indicador não se encontra estabelecido no PNEC. Nesta circunstância, a FNAM estabelece que se deve calcular este indicador com base no objetivo de integração de renováveis estabelecido no PNEC, no entanto, neste exercício, não foi possível ao ORT efetuar este cálculo visto não estarem disponíveis os dados necessários para o efeito⁵⁰.

Nesse sentido, no âmbito deste estudo admitiu-se um desperdício de RES a tender para zero, reconhecendo-se que isto levará obrigatoriamente a que os resultados obtidos sejam um majorante das necessidades de flexibilidade de sistema para integração de renováveis. Em futuras edições deste estudo procurar-se-á desenvolver uma abordagem que permita uma análise mais robusta destas necessidades.

⁵⁰ O PNEC estabelece um objetivo de integração de renováveis como uma quota de energia renovável na satisfação do consumo do setor elétrico (em percentagem). Segundo a FNAM, não estando estabelecido no PNEC o máximo desperdício de energia renovável admissível, este indicador deveria ser derivado do objetivo de integração de renováveis estabelecido. No entanto, no presente exercício, o ORT não dispunha de todas as informações e dados necessários para a aplicação da fórmula de cálculo da quota de renováveis no setor elétrico, utilizada no PNEC, com base nos resultados do despacho económico do ERAA 2025, não tendo assim sido possível calcular este indicador.

4. RESULTADOS DA ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

4.1 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE SISTEMA

4.1.1 INTEGRAÇÃO DE RENOVÁVEIS

4.1.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA CARGA RESIDUAL

De acordo com o descrito anteriormente, as séries temporais da carga residual para os anos alvo definidos, 2030 e 2035, foram retiradas dos resultados do despacho económico do ERAA 2025, aplicando a fórmula descrita no ponto 2.3.1. Estas séries temporais foram calculadas para os três WS analisados. Apresentam-se na

e na Figura 3, como exemplo, os diagramas horários, diários e sazonais que resultaram deste cálculo para o WS 35 (considerado um ano climático médio), para cada ano alvo considerado, estando os restantes WS apresentados no Anexo III⁵¹

⁵¹ Neste exercício não foram calculados pelo ORT alguns dos indicadores previstos no Artigo 8.º da FNAM visto que, ao considerar apenas três WS por ano alvo, as respetivas análises seriam pouco representativas.

Figura 2 – Carga residual horária, diária e sazonal, resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 35)

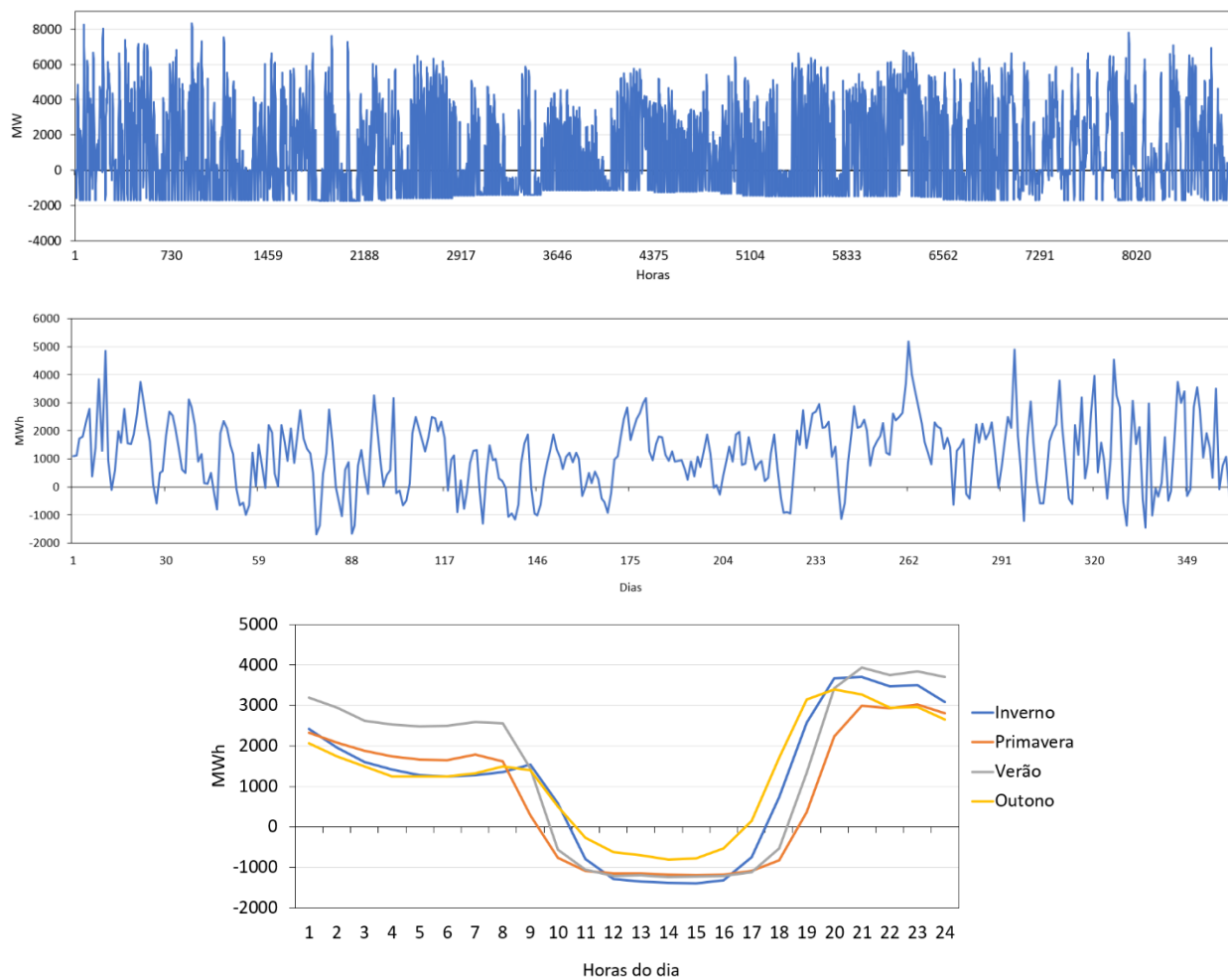
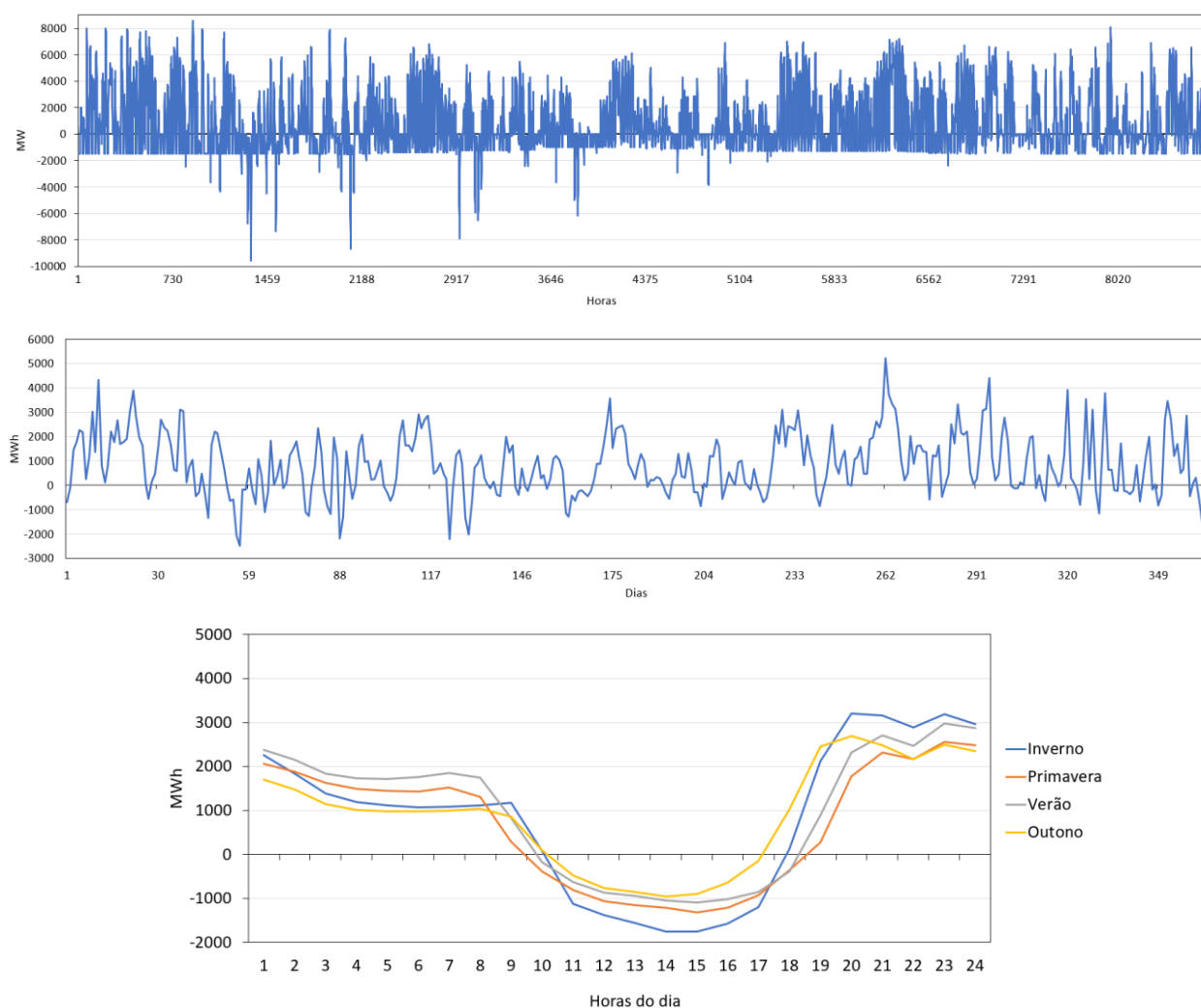


Figura 3 – Carga residual horária, diária e sazonal, resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 35)



Da análise dos gráficos apresentados podemos constatar valores negativos da carga residual em ambos os anos alvo, correspondendo, desta forma, à ocorrência de desperdício de energia renovável. Este desperdício ocorre maioritariamente nos períodos compreendidos entre as 8h da manhã e as 18h da tarde, ou seja, nos períodos onde ocorre maior produção solar.

4.1.1.2 CARACTERIZAÇÃO DO DESPERDÍCIO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

Como referido anteriormente, a partir do cálculo da carga residual foi caracterizado o desperdício de energia renovável expectável em cada hora e para cada ano alvo e WS.

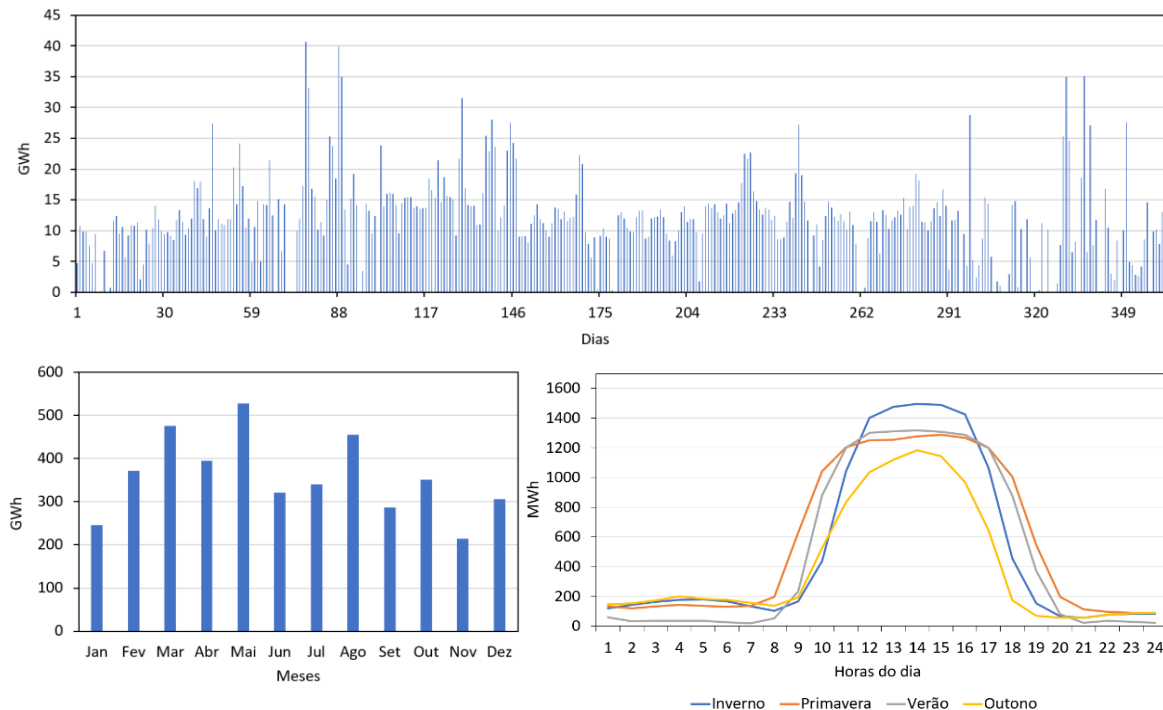
Na Figura e Figura apresentam-se, como exemplo, os diagramas de desperdício de geração renovável, em base diária, mensal e sazonal para o WS 35, para cada ano alvo considerado, estando os restantes WS apresentados no Anexo III.

ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O ANO ALVO 2030

Analisando os resultados referentes ao desperdício de energia renovável para o cenário definido para o ano de 2030, e para os WS 23, 27 e 35, concluiu-se que:

- O desperdício anual de energia renovável está compreendido entre cerca de 2,7 TWh e 4,3 TWh;
- O desperdício ocorre maioritariamente nos períodos compreendidos entre as 8h da manhã e as 18h da tarde, alcançando, em média, um valor de 1500 MW;
- Os meses de inverno apresentam um valor de desperdício de renováveis mais reduzido.

Figura 4 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35)



No que diz respeito às análises de sensibilidade:

- Na análise de sensibilidade 1, o desperdício anual de energia aumenta, situando-se entre 7,2 TWh e 12,7 TWh;
- Na análise de sensibilidade 2, o desperdício anual de energia também aumenta, situando-se 5,4 TWh e 5,8 TWh.

Os resultados das análises de sensibilidade reforçam, de forma clara, a influência nos resultados dos cenários tidos em consideração. Tomando como exemplo a sensibilidade 2, melhor descrita no ponto 3.2, verifica-se que, se o desenvolvimento da capacidade em eletrolisadores e em eólica *offshore* for mais lento do que o previsto no PNEC, o desperdício de energia renovável esperado aumenta significativamente. Não obstante o facto de se considerar uma menor capacidade renovável instalada, resultou desta análise de sensibilidade um aumento do desperdício de energia renovável, visto que a diminuição da capacidade de eletrolisadores tem um impacto superior, uma vez que os pressupostos do estudo os consideram cargas flexíveis.

Os resultados da análise de sensibilidade 1, por sua vez, demonstram claramente a relevância da capacidade de interligação como fornecedora de flexibilidade ao sistema. Considerando um valor de 10% de capacidade de interligação, o que se reconhece ser um cenário extremo, verifica-se que a gama de valores de desperdício de energia renovável aumenta cerca de três vezes.

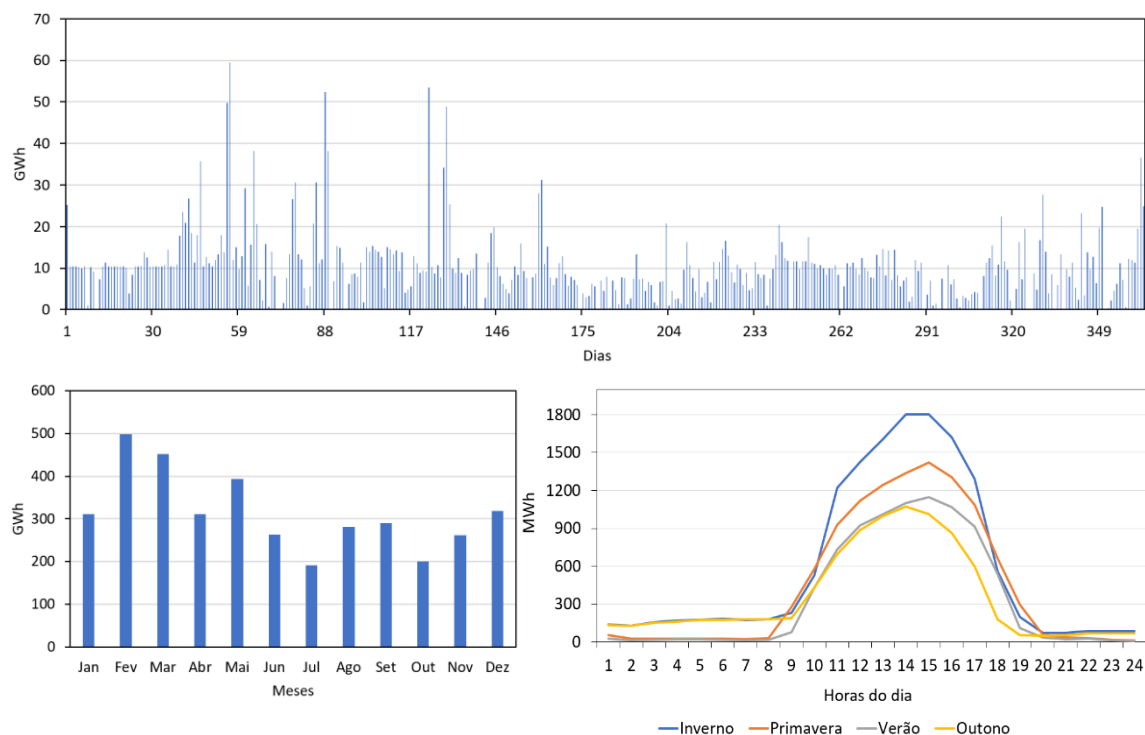
ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA O ANO ALVO 2035

Tendo em consideração o cenário definido para o ano de 2035, e para os WS 23, 27 e 35, concluiu-se que:

- O desperdício anual de energia renovável está compreendido entre cerca de 1,4 TWh e 6 TWh;
- O desperdício ocorre maioritariamente nos períodos compreendidos entre as 8h da manhã e as 18h da tarde, alcançando, em média, um valor de 1800 MW;
- Os meses de inverno apresentam um valor de desperdício de renováveis mais reduzido.

Para o ano de 2035 apenas foi realizada a análise de sensibilidade 2, tendo-se verificado novamente um aumento bastante significativo na gama de desperdício de energia renovável passando para valores entre cerca de 6,7 TWh e 8,1 TWh.

Figura 5 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 35)



A FNAM prevê ainda que o desperdício de energia renovável seja caracterizado com base num conjunto de indicadores expressos em termos de energia, duração e intervalo, com o objetivo de avaliar a capacidade do sistema de lidar com períodos de excesso de geração que resultem nesses desperdícios.

Face ao facto de apenas terem sido analisados três WS por ano alvo, não foram determinados alguns destes indicadores, nomeadamente a distribuição de probabilidade e percentis relevantes e a correlação dos resultados com as condições de sistema, visto que estas análises seriam pouco representativas.

4.1.1.3 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

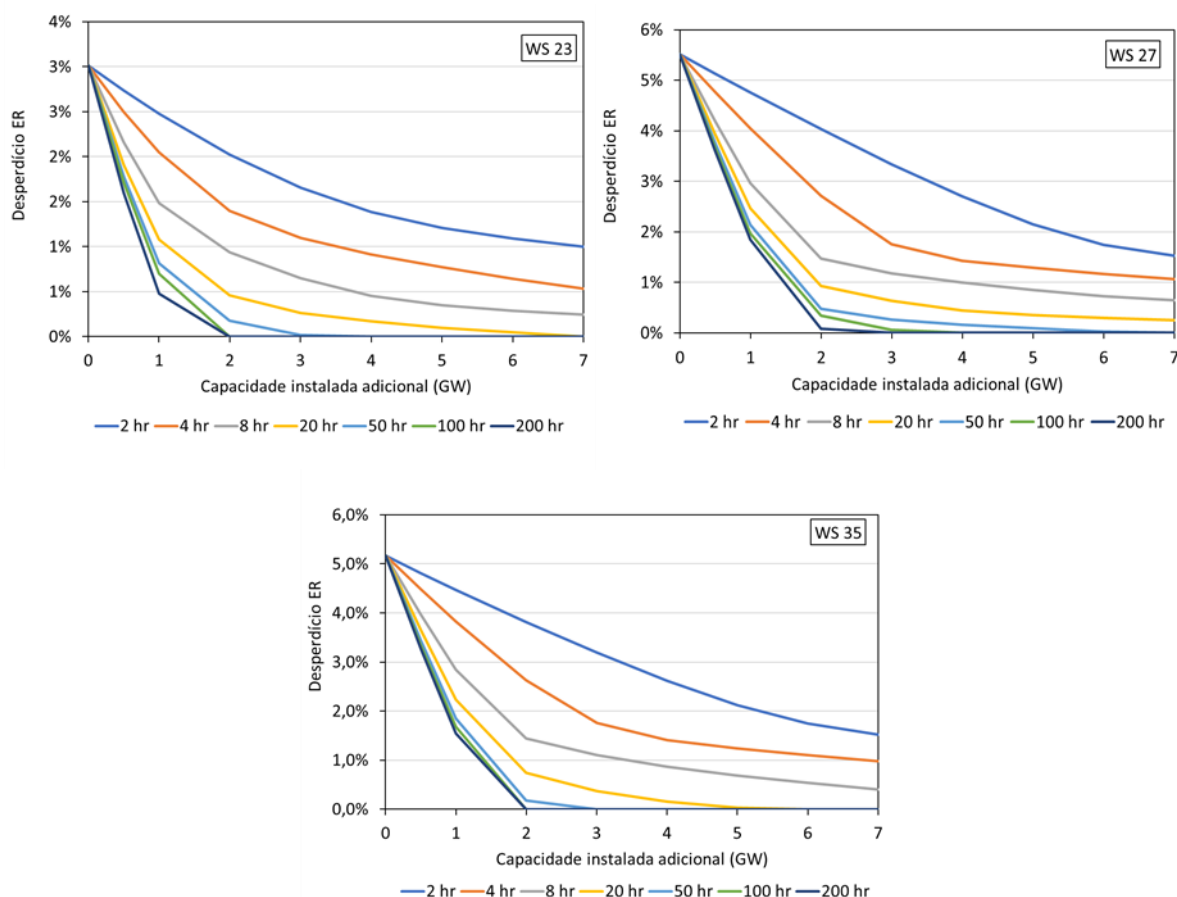
No âmbito deste estudo, tal como descrito no ponto 3.4, o ORT admitiu que o cumprimento do objetivo de integração de renováveis implica um desperdício de energia renovável tendencialmente nulo. Nesse sentido, não sendo possível pelas razões identificadas uma abordagem mais robusta, o ORT considerou que as necessidades de flexibilidade a satisfazer seriam iguais ou muito próximas aos valores de desperdício de energia renovável descritos no ponto anterior.

O n.º 10 do artigo 8.º da FNAM prevê que, caso se verifique a existência de necessidades de flexibilidade não satisfeitas, os ORT devem analisar o benefício de adicionar novos recursos de flexibilidade ao sistema em cada ano alvo. Neste contexto, devem ser considerados, pelo menos, recursos de flexibilidade com um rácio de energia/potência de 2, 4, 8, 20, 50, 100 e 200 horas.

ANO ALVO 2030

Para o ano de 2030, analisando os WS 23, 27 e 35 concluiu-se que, para um recurso de flexibilidade com um rácio entre 2 a 8 horas, para uma redução total do desperdício de renováveis, será sempre necessária uma capacidade instalada adicional superior a 7 GW. Considerando, por exemplo, um recurso com um rácio de 4 horas, para uma capacidade instalada adicional de 7 GW, o desperdício de energia renovável ainda se situaria entre os 0,5 TWh e os 0,8 TWh. Já para um recurso com rácio de 50h com cerca de 3 GW de nova capacidade instalada, o desperdício de energia renovável é praticamente anulado. Os resultados podem ser observados na Figura 6 para os três WS, para 2030.

Figura 6 - Desperdício de energia renovável⁵² tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35



Os resultados obtidos nas análises de sensibilidade para o ano alvo 2030 realçaram novamente a forte influência dos fatores considerados nas mesmas. Estes podem ser observados com mais detalhe no Anexo III.

Para a sensibilidade 2, por exemplo, para eliminar o desperdício de energia renovável através de recursos com um rácio de 50h, seria necessária uma capacidade instalada adicional de cerca de 5 GW (em comparação com os 3 GW do cenário base).

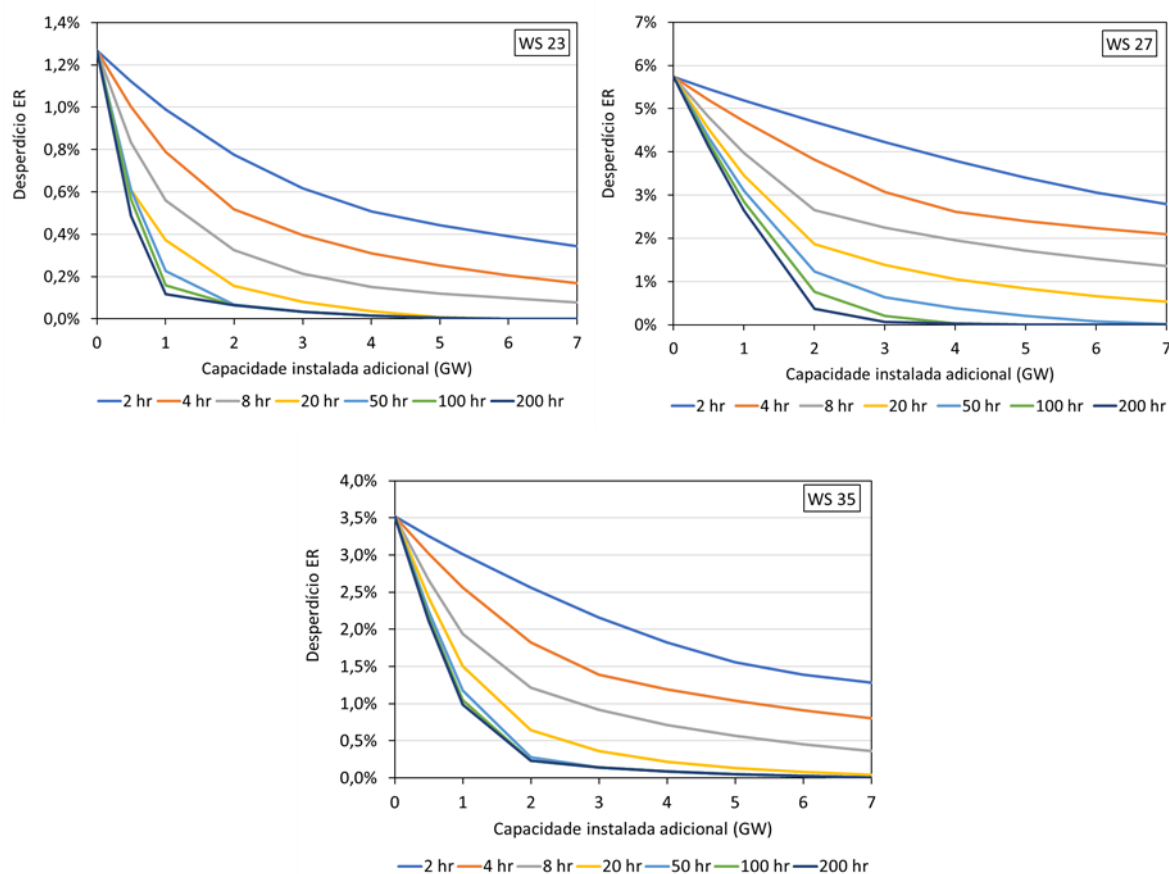
⁵² Desperdício de energia renovável em percentagem face à produção renovável total em cada cenário. Figuras com valores em energia representadas no anexo III.

Para a análise de sensibilidade 1, nos WS 23 e WS 35 o desperdício de energia renovável não é eliminado, mesmo tendo em consideração recursos com rácio de 200h. Já no WS 27, para eliminar o desperdício de energia renovável seria necessário instalar uma capacidade adicional de 6 GW de recursos com um rácio de 200h.

ANO ALVO 2035

Para o ano 2035, analisando os WS 23, 27 e 35 concluiu-se que, para um recurso de flexibilidade com um rácio entre 2 a 8 horas, para uma redução total do desperdício de renováveis, à semelhança do que se verifica para o ano alvo 2030, será sempre necessária uma capacidade instalada adicional superior a 7 GW. Considerando, por exemplo, um recurso com um rácio de 4 horas, para uma capacidade instalada adicional de 7 GW, o desperdício de energia renovável ainda se situaria entre os 0,2 TWh e os 2 TWh. Já para um recurso com rácio de 50h com cerca de 3 GW de nova capacidade instalada, o desperdício de energia renovável atinge no máximo 0,6 TWh. Os resultados podem ser observados na Figura 7, para os três WS, para 2035.

Figura 7 - Desperdício de energia renovável⁵³ tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35



Para o ano alvo 2035 apenas foi levada a cabo a análise de sensibilidade 2. Novamente, os resultados desta análise de sensibilidade diferem significativamente do cenário base. No WS 23, para eliminar o desperdício de energia renovável, seria necessária a instalação de cerca de 6 GW adicionais de recursos com um rácio de 50 horas. Nos WS 27 e WS 35, para eliminar o desperdício de energia renovável, seria necessário instalar cerca de 7 GW de recursos com rácio de 100 horas. Estes resultados podem ser observados com mais detalhe no Anexo III.

⁵³ Desperdício de energia renovável em percentagem face à produção renovável total em cada cenário. Figuras com valores em energia representadas no anexo III.

Como referido estes foram os valores de capacidade identificados para reduzir o desperdício para zero ou para valores muito próximos de zero. No entanto, realça-se que a análise efetuada permite identificar as capacidades adicionais necessárias caso venha a ser determinado um valor máximo admissível de desperdício de energia renovável, que serão inferiores aquelas aqui identificadas.

Face aos resultados obtidos, importa caracterizar os possíveis recursos de flexibilidade com características que possibilitem cumprir os requisitos e rácios de energia/potência referidos acima, no contexto do SEN. Nesse sentido, e tendo em conta as perspetivas de evolução do SEN, podem ser consideradas as seguintes tecnologias:

- **2h, 4h e 8h** - Baterias eletroquímicas, mas também resposta do lado da procura, e.g. alteração do perfil de carregamento de veículos elétricos ou o recurso a bombas de calor;
- **20h** - Centrais com bombagem com capacidade de armazenamento de até 20h (como é o caso do aproveitamento de bombagem pura de Gouvães);
- **50h** - Aproveitamento hidrelétrico com capacidade de armazenamento global de até 50h (como é o caso do aproveitamento de bombagem do Alto Rabagão e do Baixo Sabor);
- **100h e 200 h** - Hipotética utilização de eletrolisadores e capacidade de armazenamento de hidrogénio verde de 100h ou 200h.

Finalmente, importa ainda realçar que a abordagem utilizada nesta análise não permite ter em consideração a complementaridade dos diversos recursos de flexibilidade. As futuras necessidades de flexibilidade do SEN deverão, naturalmente, ser satisfeitas através da utilização simultânea de um portfólio de recursos variado que permita capturar os benefícios e mais valias de cada tecnologia.

4.1.2 VARIAÇÕES RÁPIDAS DE POTÊNCIA (RAMPAS)

4.1.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE RESPOSTA ATUAL A NECESSIDADES DE RAMPAS

O n.º 3 do artigo 9.º da FNAM prevê a caracterização da capacidade dos ativos existentes para resposta às necessidades de rampas, tendo por base as suas características técnicas. Neste ponto consideraram-se

que, para todos os anos alvo e WS considerados, os ativos disponíveis seguiam os valores de referência identificados no Quadro 4, Quadro 5 e Quadro 6.

Quadro 4 - Valores de referência de uma Central térmica de ciclo combinado (CCGT)

Tecnologia	Frio	Morno	Quente
CCGT	Tempo de arranque [horas]		
	2	1,5	1
	Condições de arranque ⁵⁴ [horas]		
	120 a 56	56 a 8	< 8

Quadro 5 - Valores de referência de limites de rampa de uma CCGT

Tecnologia	Limite de rampa	MW/min		
CCGT	A descer	Do valor máximo de potência a 200 MW		
		16		
		De 200 MW a 0 MW		
		12		
	A subir	Até ao limite técnico (0 a 200 MW)		
		Frio	Morno	Quente
		78	58	34
		Do limite técnico até potência máxima (200 MW a máx.)		
		14		

Quadro 6 - Valores de referência de Hídrica

Tecnologia	Fio-de-água	Albufeira	Bombagem
Hídrica	Tempo de arranque [min]		
	16	7	6

4.1.2.2 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

O Artigo 9.º da FNAM estabelece que, para cada ano alvo e para cada WS, as necessidades de flexibilidade devem ser calculadas pela diferença entre as variações da carga residual, e a capacidade das margens residuais de rampas para gerir estas variações.

⁵⁴ Tempo desde a última saída da rede até ao próximo paralelo.

Para identificar estas necessidades, foi analisada a introdução incremental de recursos de flexibilidade, considerando a seguinte ordem para a mobilização de tecnologias: CCGT; centrais hídricas de albufeira; bombagem; baterias e, por último, eletrolisadores.

ANO ALVO 2030

Para 2030, no WS 23, identificaram-se valores máximos de necessidade de flexibilidade a subir de 1597 MW e a descer de 1274 MW. Para este WS, as necessidades identificadas são praticamente satisfeitas após a consideração da bombagem, sendo totalmente colmatadas recorrendo à utilização das baterias consideradas neste cenário.

O WS 27 corresponde ao cenário mais crítico entre os considerados, registando valores máximos de necessidade de flexibilidade a subir de 1676 MW, e a descer de 1800 MW. Neste cenário, mesmo após a mobilização de todas as tecnologias consideradas disponíveis, permanece uma necessidade residual de flexibilidade a subir de cerca de 1,5 GWh/ano, correspondente a uma potência média de 0,17 MW.

No WS 35, identificou-se um valor máximo de necessidade de flexibilidade a subir de 863 MW e um valor máximo de 1672 MW a descer. À semelhança do verificado no WS 23, as necessidades de flexibilidade identificadas são integralmente satisfeitas após a introdução das baterias.

Em resumo, para o ano de 2030, verifica-se que, para todos os WS, existe uma maior necessidade de flexibilidade a descer (valores máximos superiores). Não obstante, o sistema parece ter uma menor capacidade de resposta às necessidades de flexibilidade a subir. Ainda assim, para este ano alvo não se identificaram necessidades significativas de flexibilidade não satisfeitas para resposta a rampas de geração.

Ao nível das tecnologias consideradas, a introdução sequencial de albufeiras, bombagem, baterias e eletrolisadores reduz significativamente as necessidades de flexibilidade identificadas, sobretudo no sentido a descer. Entre estas, a bombagem é a tecnologia com maior impacto estrutural na redução das necessidades de flexibilidade, enquanto o contributo de baterias e eletrolisadores revela-se residual ou nulo nos cenários apresentados.

ANO ALVO 2035

Para 2035, no WS 23, identificaram-se valores máximos de necessidade de flexibilidade a subir de 540 MW e a descer de 1833 MW. Para este WS, verificou-se que o sistema apresenta um comportamento estável, com poucos eventos que requeiram flexibilidade. Após a consideração de todos os recursos de flexibilidade à disposição, permanece uma necessidade residual de flexibilidade a subir de cerca de 293 MWh/ano, correspondente a uma potência média de 0,03 MW.

No WS 27, identificaram-se valores máximos de necessidade de flexibilidade a subir de 751 MW e a descer de 1861 MW. Também neste WS, mesmo fazendo uso de todos os recursos de flexibilidade disponíveis, permanece uma necessidade residual de flexibilidade a subir de 271 MWh/ano, correspondente a uma potência média de 0,03 MW.

No WS 35, os valores máximos de necessidade de flexibilidade a subir e a descer identificados foram, 765 MW e 1560 MW, respetivamente. Neste WS, as simulações identificaram uma alta variabilidade das rampas de geração, exigindo uma resposta mais rápida e robusta dos recursos de flexibilidade. Ainda assim, após o uso de todos os recursos de flexibilidade disponíveis, permanece um valor residual de necessidades de flexibilidade a subir de 58 MWh/ano, correspondente a uma potência média de 0,01 MW.

À semelhança do observado para o ano de 2030, para o ano de 2035 verificou-se, para todos os WS, uma maior necessidade de flexibilidade a descer, continuando a identificar-se uma menor capacidade de resposta às necessidades de flexibilidade a subir. Apesar de se identificarem necessidades de flexibilidade não satisfeitas em todos os WS, os valores identificados são residuais.

Tal como para o ano de 2030, as necessidades de flexibilidade concentram-se essencialmente na mobilização de recursos hídricos (albufeiras e bombagem), sendo o contributo de baterias e eletrolisadores marginal.

No Anexo III são apresentados com maior detalhe os resultados desta análise.

4.1.3 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE CURTO-PAZO

4.1.3.1 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE RESPOSTA ATUAL A NECESSIDADES DE CURTO-PAZO

O n.º 3 do artigo 10.º da FNAM prevê a caracterização da capacidade das margens residuais de capacidade dos ativos para fornecerem flexibilidade a subir e a descer, para cada ano e WS considerado, tendo por base as restrições técnicas dos ativos disponíveis. Os ativos considerados nesta análise foram aqueles já caracterizados no ponto 4.1.2.1.

4.1.3.2 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

O n.º 1 do artigo 10.º da FNAM estabelece que os ORT devem determinar as necessidades de flexibilidade de curto prazo com base nos percentis 0,1 e 99,9 da distribuição de probabilidade dos erros de previsão da carga residual para cada ano alvo. As necessidades de flexibilidade a subir são determinadas pelos valores máximo e mínimo do percentil 99,9, enquanto que as necessidades a descer são determinadas pelos valores máximo e mínimo do percentil 0,1.

Para 2030, e para os WS considerados, identificaram-se necessidades máximas de flexibilidade a subir compreendidas entre 2154 MW e 2223 MW, e necessidades mínimas entre 433 MW e 439 MW. A descer, os valores máximos situam-se entre 2757 MW e 2842 MW, e os valores mínimos entre 516 MW e 526 MW.

Para 2035, e para os WS considerados, identificaram-se necessidades máximas de flexibilidade a subir entre 2406 MW e 2465 MW, e necessidades mínimas entre 482 MW e 488 MW. A descer, os valores máximos situaram-se entre os 3080 MW e os 3156 MW e os valores mínimos entre os 576 MW e os 585 MW.

O cálculo das necessidades de flexibilidade assentou no pós-processamento dos resultados do despacho económico do ERAA 2025, sendo a carga residual obtida diretamente desses resultados, para cada ano alvo e WS. Desta forma, a carga residual constitui um valor determinístico, não sendo possível simular explicitamente os respetivos erros de previsão.

De acordo com o artigo 10.º da FNAM, as necessidades de flexibilidade de curto-prazo estão relacionadas com a capacidade do sistema para responder aos erros de previsão, ou seja, aos desvios entre a carga

residual prevista no dia anterior⁵⁵ e a carga residual efetivamente observada. No presente estudo, a projeção desses desvios foi efetuada considerando a distribuição estatística do erro de previsão, expressa em percentagem da carga residual calculada para cada ano alvo e WS em causa.

Importa, contudo, salientar que o ORT considera que os erros de previsão constituem apenas um majorante das necessidades de flexibilidade. Para a aplicação efetiva das funções distribuição do erro de previsão da carga residual que foram determinadas, deveriam ser realizadas simulações destas variáveis aleatórias, através do método de Monte Carlo, que permitissem obter perfis de consumo alternativos (consumo previsto + erro simulado) sobre os quais se efetuariam novos despachos económicos para avaliar, em cada caso, as necessidades de flexibilidade em termos de potência, energia, e as horas em que as mesmas têm lugar. Em alternativa, numa abordagem menos ambiciosa, seria possível determinar um perfil médio de erro de previsão, a partir das funções distribuição do erro, e proceder apenas à execução de um novo despacho económico para avaliar as necessidades de flexibilidade existentes.

Neste estudo, uma vez que a metodologia aplicada teve por base o pós-processamento dos resultados do despacho económico do ERAA 2025, não foi possível aplicar nenhuma das abordagens descritas para realizar novas simulação do despacho económico. Por essa razão, o ORT considerou não estarem reunidas as condições metodológicas para identificar, com o grau de robustez exigido, as necessidades de flexibilidade não satisfeitas, associadas aos erros de previsão da carga residual, pelo que não foram determinadas necessidades de flexibilidade não satisfeitas.

4.2 NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE REDE

4.2.1 NECESSIDADES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Artigo 11.º da FNAM estabelece que os ORD devem detalhar as necessidades de flexibilidade de rede identificadas por direção e, se aplicável, por cenário, recorrendo, preferencialmente, à soma das potências locais máximas (MW) e da energia total (MWh) para períodos temporais representativos de cada ano alvo.

⁵⁵ Horizonte temporal a um dia, com discriminação máxima quarto-horária.

Caso tal não seja possível, deverá ser apresentado, como conjunto mínimo de dados, a soma anual das potências locais máximas e da energia total.

Face à metodologia descrita no ponto 2.3.2.2 e no Anexo I, e tal como acordado previamente, os resultados ao nível das necessidades de flexibilidade da rede de distribuição foram apurados considerando as seguintes granularidades:

- Granularidade Temporal – Anual;
- Granularidade Espacial – totalidade da rede de distribuição;
- Granularidade de nível de tensão – Subestações AT/MT56.

Os resultados obtidos para os anos alvo 2030 e 2035 encontram-se sintetizados no Quadro 7.

Da análise efetuada conclui-se que apenas foram identificadas necessidades de flexibilidade a subir. Para 2030, a soma das potências máximas locais a subir é de 48,7 MW correspondendo a um valor médio expectável de energia de 57,3 MWh. Para 2035, o ORD identificou uma necessidade de flexibilidade de rede a subir caracterizada por uma soma das potências máximas locais de 56,8 MW e um valor médio expectável de energia de 66,9 MWh.

⁵⁶ Não obstante o facto de que, face à metodologia utilizada, o estudo tenha sido efetuado ao nível das subestações AT/MT, realça-se que, por um lado, os constrangimentos poderão materializar-se noutros níveis de tensão, como por exemplo uma saída específica de MT da subestação AT/MT, e, por outro, de modo geral, a prestação de serviços de flexibilidade poderá ser realizada também por clientes ligados num nível de tensão inferior à do constrangimento identificado (e.g. clientes BT podem fornecer serviços de flexibilidade para mitigar constrangimentos na rede MT).

Quadro 7 – Necessidades de flexibilidade da rede de distribuição, para 2030 e 2035

Sentido da flexibilidade	Ano alvo	Granularidade temporal	Granularidade espacial	Nível de tensão	Unidade	Necessidade	% curtailment RES	Meio de contratação
A subir	2030	Anual	RND	0,4 kV - 60 kV	Soma das potências máximas [MW]	48,7	0	Contratação de serviços em mercado local
					Valor médio expectável de energia [MWh]	57,3		
A descer					Soma das potências máximas [MW]	0		
					Valor médio expectável de energia [MWh]	0		
A subir	2035	Anual	RND	0,4 kV - 60 kV	Soma das potências máximas [MW]	56,8	0	Contratação de serviços em mercado local
					Valor médio expectável de energia [MWh]	66,9		
A descer					Soma das potências máximas [MW]	0		
					Valor médio expectável de energia [MWh]	0		

As necessidades identificadas justificam-se principalmente pelo surgimento de constrangimentos na rede de distribuição, designadamente situações de congestionamento ou de aproximação aos limites operacionais dos ativos de rede, quer em termos de capacidade térmica, quer ao nível do controlo de tensão. Isto deriva da evolução dos perfis de carga na rede de distribuição, decorrente do crescimento da procura elétrica e da progressiva eletrificação de consumos.

A evolução da ponta de carga considerada reflete os pressupostos subjacentes às projeções da procura elétrica do SEN, definidos no RMSA-E 2024, incluindo a evolução macroeconómica favorável, o impacto das políticas de eficiência energética e o aumento da penetração de novas cargas elétricas, como a mobilidade elétrica e a produção distribuída (autoconsumo).

Neste contexto, o principal objetivo do recurso a soluções de flexibilidade será o deferimento dos investimentos da rede, especialmente numa fase inicial, em que os constrangimentos têm uma expressão reduzida, e potencialmente controlável pelo operador de rede com recurso a flexibilidade.

No que diz respeito à resposta a estas necessidades, face à natureza das mesmas e à experiência que o ORD espera vir a adquirir neste contexto, que se enquadra já nos casos de uso previstos em sede de

PDIRD-E 2024, prevê-se que o meio de contratação preferencial será através de mercados locais de flexibilidade.

4.2.2 NECESSIDADES DA REDE DE TRANSPORTE

Tal como referido no ponto 2.3.2.1, nas diversas análises efetuadas no âmbito dos exercícios de planeamento de rede de transporte, realizados de acordo com os Padrões de Segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte, o ORT não identificou quaisquer situações de desperdício de energia renovável nem de energia não servida que se devam a congestionamentos na rede.

Neste sentido, e nos termos da FNAM, não foram identificadas pelo ORT necessidades de flexibilidade da rede de transporte, no âmbito da presente análise.

5. BARREIRAS À FLEXIBILIDADE E CONTRIBUIÇÃO DA DIGITALIZAÇÃO

As alíneas c) e d) do n.º 2 do Artigo 19.º-E do Regulamento (UE) 2019/943 estabelecem que o presente estudo deve avaliar os obstáculos à flexibilidade no mercado, propor medidas de mitigação e incentivos pertinentes, e avaliar o possível contributo da digitalização das redes de transporte e de distribuição de eletricidade.

Nesse sentido, o Artigo 15.º da FNAM prevê que esta avaliação seja feita com base em seis categorias de barreiras:

- a) Ausência de um quadro jurídico adequado para o acesso ao mercado por parte de novos agentes e pequenos intervenientes;
- b) Ausência de facilitadores e incentivos para proporcionar flexibilidade;
- c) Requisitos restritivos para a prestação de serviços de balanço;
- d) Requisitos restritivos para a prestação de serviços de gestão de congestionamentos;
- e) Requisitos administrativos complexos, morosos e discriminatórios;
- f) Falta de incentivos regulatórios para os operadores de rede considerarem alternativas "sem fios".

Para apoiar esta avaliação, a ACER emitiu a Recomendação n.º 01/2026⁵⁷, que aprofunda o conjunto de barreiras previstas na FNAM e apresenta orientações para a sua avaliação em cada Estado-Membro. Para o efeito, a ACER apresenta um conjunto de 24 indicadores a avaliar, e respetivos aspetos para a sua análise.

Neste relatório tentou-se seguir, na medida do possível, esta recomendação, apresentando-se de seguida aqueles que se consideram ser os pontos mais relevantes desta análise. No Anexo IV apresenta-se um quadro síntese da avaliação efetuada para cada indicador⁵⁸.

⁵⁷ [*Recommendation n°1/2026 of 19 March 2026 on NRAs' reporting on barriers for non-fossil flexibility.*](#)

⁵⁸ A 29 de junho de 2026, foi publicado o Decreto-Lei n.º 130/2026 que procedeu à transposição parcial da Diretiva (UE) 2023/2413, relativa à promoção de energia de fontes renováveis, à transposição da Diretiva (UE) 2024/1711, relativa à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2023/1791, relativa à eficiência energética. Esta análise não considera a publicação deste Decreto-Lei, visto ter sido publicado numa fase final da elaboração do estudo e uma vez que a regulamentação nacional ainda não incorporou as alterações legais introduzidas.

5.1 FACILITADORES E INCENTIVOS PARA PROPORCIONAR FLEXIBILIDADE

A Recomendação ACER n.º 01/2026 considera o grau de implementação (*roll-out*) de contadores inteligentes como um dos principais indicadores para avaliar a existência de condições favoráveis ao desenvolvimento da flexibilidade⁵⁹.

Em Portugal, o Despacho n.º 14064/2022⁶⁰, de 6 de dezembro, aprovou o cronograma para a instalação de contadores inteligentes e para a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes, assegurando a cobertura integral dos clientes finais ligados à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) até final de 2024.

Não existe, neste momento, informação desagregada quanto à percentagem de consumidores domésticos e não-domésticos com contadores inteligentes. Não obstante, no final de 2025, cerca de 6,50 milhões de clientes em BT em Portugal continental (i.e., 99,5%) tinham contador inteligente instalado e cerca de 6,47 milhões (i.e., 99,0%) estavam integrados em rede inteligente. O processo de instalação dos contadores inteligentes e da respetiva integração em rede inteligente, em Portugal continental, encontra-se, no essencial, concluído, em linha com os objetivos estabelecidos na legislação nacional.

No que diz respeito às suas funcionalidades, em Portugal, são considerados contadores inteligentes aqueles que cumpram os requisitos estabelecidos pela Portaria n.º 231/2013⁶¹, de 22 de julho, sendo estes coerentes com os identificados na Recomendação ACER n.º 01/2026. Assim, o nível de implementação de contadores inteligentes não parece ser, atualmente, uma barreira ao desenvolvimento de soluções de flexibilidade em Portugal continental.

Na análise deste indicador, prevê-se ainda a avaliação da utilização de sub-contadores ou dispositivos de medição específicos, prática que, à data, não é comum em Portugal. Contudo, estão em curso desenvolvimentos regulamentares relevantes.

⁵⁹ Esta análise considera a percentagem de contadores inteligentes instalados em clientes finais domésticos e não domésticos.

⁶⁰ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/14064-2022-204338646>

⁶¹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/231-2013-498106>

Por um lado, importa referir que, no que diz respeito ao enquadramento legal a nível nacional, foi muito recentemente concluída a transposição da Diretiva (UE) 2024/1711⁶², nomeadamente, as disposições relativas à livre escolha de comercializadores e ao direito dos clientes a disporem de mais do que um ponto de contagem numa mesma instalação com uma ligação única à rede.

Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto⁶³, que estabelece o quadro jurídico aplicável à mobilidade elétrica na sequência da publicação do Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, já consagra o direito de escolher livremente um fornecedor para pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivamente dedicadas à mobilidade elétrica. O exercício deste direito requer a celebração de um contrato de fornecimento distinto do associado ao ponto de ligação à rede pública.

Nesse sentido, a ERSE já estabeleceu este princípio nos seus regulamentos, no final de 2025, permitindo, entre outros aspetos, que nos pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivamente dedicadas à mobilidade elétrica, possa ser solicitado ao respetivo operador de rede que estabeleça um ponto de medição interno para a segregação do consumo nesses pontos de carregamento. Estes pontos de medição internos são geridos pelos respetivos operadores de rede de forma semelhante aos pontos de medição na ligação à rede pública, assegurando a correta recolha dos dados subjacentes aos diversos contratos no setor da eletricidade (contratos de uso das redes e de fornecimento). Note-se que este modelo pressupõe que cada ponto de medição tem apenas um contrato de fornecimento. Por outras palavras, não são permitidos múltiplos contratos de fornecimento para o mesmo ponto de medição (por exemplo, um contrato para os dias úteis e outro para os fins de semana).

No que diz respeito aos dispositivos de medição específicos que, como estabelecidos no Regulamento (UE) 2019/943, são utilizáveis para efeitos de observabilidade, liquidação de serviços da resposta da procura e de serviços de flexibilidade, particularmente na ausência de contadores inteligentes (o que não sucede, em Portugal), prevê-se para um futuro próximo a discussão das regras regulamentares aplicáveis aos mesmos, beneficiando dos trabalhos em curso tendentes à adoção do código de rede da resposta da procura, e dos resultados finais dos projetos-piloto no âmbito dos serviços de flexibilidade.

⁶² [Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho](#)

⁶³ [Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto](#)

Finalmente, encontram-se em curso iniciativas destinadas ao desenvolvimento das potencialidades dos contadores inteligentes, em auxílio da resposta do lado da procura e da flexibilidade dos clientes.

Entre estas, destaca-se o projeto-piloto *Smartmetering Plus*⁶⁴, desenvolvido pela E-REDES, que visa digitalizar o acesso aos dados quase em tempo real através da virtualização da interface HAN dos contadores inteligentes, por meio de uma API, que pode ser utilizada diretamente pelos clientes ou partilhada com terceiros. Este projeto pretende desenvolver casos de estudo relativos à gestão de sistemas domésticos de energia e acesso a recursos de energia distribuídos para futura gestão de flexibilidade.

Destaca-se igualmente, o projeto FlexC⁶⁵, também desenvolvido pela E-Redes, que utiliza o conceito de potência flexível, ajustada dinamicamente com base no consumo total do edifício. A potência disponível é monitorizada e direcionada para o carregamento dos veículos elétricos, permitindo o aumento da capacidade de carregamento sem alterar a infraestrutura que alimenta o edifício.

Concluindo, considera-se que os sistemas de medição atualmente existente em Portugal continental, bem como os desenvolvimentos regulamentares e tecnológicos em curso, constituem um facilitador para o desenvolvimento da flexibilidade, não se identificando barreiras significativas neste domínio.

5.2 REQUISITOS PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE BALANÇO

Atualmente, em Portugal não existe um mercado de FCR⁶⁶, sendo este um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado fornecido pelas instalações de produção e outras instalações em serviço, sempre que tal seja tecnicamente viável.

Não obstante, o n.º 10 do Artigo 49.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico⁶⁷ (ROR) estabeleceu que o Gestor Global do SEN deveria apresentar uma proposta de regras de mercado para a contratação do serviço de FCR. Com esse objetivo, está em curso um projeto-piloto destinado a definir os requisitos técnicos aplicáveis ao FCR, nomeadamente, no que diz respeito à monitorização do cumprimento

⁶⁴ [Projeto Smartmetering Plus, 6 de maio de 2025.](#)

⁶⁵ [FlexC - Solução Inovadora para Carregamento de Veículos Elétricos em Edifícios Coletivos.](#)

⁶⁶ Reserva de Contenção de Frequência ou *Frequency Containment Reserve*.

⁶⁷ [Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico.](#)

da prestação do serviço. Espera-se que as conclusões e resultados deste projeto possam suportar a eventual criação de um mercado para este serviço.

No que diz respeito à prestação de serviços de balanço, outro dos pontos a avaliar diz respeito às eventuais restrições à pré-qualificação para fornecimento de serviços de reserva ao sistema.

Ao nível da aFRR⁶⁸, apesar da regulação prever a possibilidade de pré-qualificação para grupos fornecedores de reserva, apenas se verifica a pré-qualificação de unidades fornecedoras de reserva. Nesse sentido, até ao momento, não existe qualquer exemplo de pré-qualificação de grupos fornecedores de reserva. Pelo contrário, para a prestação de mFRR⁶⁹, as ofertas são realizadas por grupos de unidades físicas. Realça-se, ainda, que estão em preparação dois projetos-piloto no âmbito da agregação, nos quais se prevê a pré-qualificação de grupos fornecedores de reserva em aFRR e também em agregação de pequenas unidades físicas, via agregador.

Importa ainda referir que os requisitos para a prestação de serviços de aFRR e mFRR são bastante diferentes. Enquanto a aFRR assenta em ciclos de otimização de 4 segundos, a mFRR prevê um tempo de ativação total de 12,5 minutos. Assim, as unidades fornecedoras de reserva em Portugal passam por processos de qualificação distintos para cada um dos serviços de aFRR e mFRR.

Em suma, embora subsistam alguns desenvolvimentos regulamentares por concretizar, nomeadamente no que diz respeito ao serviço de FCR, considera-se que estão em curso iniciativas relevantes destinadas a reduzir estas barreiras, e a promover uma participação mais alargada dos serviços de balanço.

5.3 REQUISITOS PARA A PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

5.3.1 GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS POR PARTE DO ORT

Com o objetivo de resolução de congestionamentos físicos na rede de transporte, o ORT realiza uma validação técnica dos fluxos físicos da geração programada que resulta dos mercados diário e intradiário.

⁶⁸ Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação automática ou *Automatic Frequency Restoration Reserve*.

⁶⁹ Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação manual ou *Manual Frequency Restoration Reserve*.

Caso sejam identificados congestionamentos no decorrer desta análise, o ORT pode recorrer a procedimentos de redespacho, substituindo a programação de unidades de geração que provocam constrangimentos por outras cujo fluxo de energia não coloque em risco a segurança operacional do sistema.

Este é um processo baseado em mercado, que recorre a ofertas específicas por unidade apresentadas pelos BSP⁷⁰ para serem ativadas no processo de gestão de congestionamentos. No entanto, estas restrições podem ser de caráter local, reduzindo o número de recursos a atribuir neste processo. Sempre que os congestionamentos ocorram em tempo real, são aplicados procedimentos semelhantes ao descrito acima.

5.3.2 GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS POR PARTE DO ORD

Até ao momento, a principal ferramenta para resolução de situações de congestionamento físico estrutural na rede de distribuição, numa ótica de médio/longo prazo, tem sido o investimento no reforço e desenvolvimento da mesma. Na operação em tempo real, o ORD dispõe de soluções como a reconfiguração da rede, o controlo de tensão, o *curtailment* de produção e, em casos mais extremos, o deslastre de cargas.

A resolução de congestionamentos através de soluções de mercado está ainda numa fase inicial de desenvolvimento em Portugal. Neste contexto, o n.º 12 do artigo 78.º do ROR estabeleceu que o operador das redes de distribuição em MT e AT (E-Redes) deveria apresentar à ERSE um projeto-piloto que incluísse, pelo menos, a contratação destes serviços.

Nesse sentido a E-Redes apresentou à ERSE o projeto piloto FIRMe⁷¹, iniciado em 2022, com dois objetivos principais: i) desenvolver mercados locais de flexibilidade, promovendo a participação de agentes de mercado enquanto prestadores de serviços de flexibilidade ao ORD; e ii) adaptar metodologias de planeamento de rede, incorporando alternativas de flexibilidade, como complemento ao investimento. O projeto contempla três produtos standard, *Dynamic*, *Restore* e *Secure*, destinados, respetivamente, à mitigação de constrangimentos decorrentes de indisponibilidades programadas de ativos da rede, ao suporte do restabelecimento da rede na sequência de eventos esporádicos resultantes de falhas da rede

⁷⁰ Agente de mercado habilitado a participar nos serviços de balanço e outros serviços de sistema ou *Balancing Service Provider*

⁷¹ [FIRMe – Flexibilidade integrada em regime de mercado](#)

em situações de contingência, e à gestão de pontas de consumo em determinados pontos da rede como suporte ao funcionamento da rede em regime normal.

Numa primeira fase deste projeto-piloto, em 14 de março de 2024, foram assinados dez contratos para a prestação dos serviços de flexibilidade, com nove entidades diferentes. Em junho de 2025, a E-Redes propôs à ERSE o lançamento de uma segunda fase do projeto-piloto (FIRMe 2.0), para o período 2026-2027, mantendo a estrutura do projeto inicial e dos produtos estabelecidos para contratação, mas introduzindo ajustes nas regras e procedimentos associados ao concurso e à prestação dos serviços, incorporando as aprendizagens decorrentes da primeira edição. Esta nova fase abrange atualmente 17 casos de uso.

Importa ainda realçar que este projeto-piloto tem cumprido também o objetivo de criar interesse e aumentar a envolvimento dos agentes neste tipo de serviço. Entre julho de 2023 (data da realização do 1º leilão) e junho de 2025, o número de possíveis prestadores de serviços de flexibilidade registados aumentou de 29 para 75, enquanto o número de ativos associados passou de 31 para cerca de 830.

Relativamente aos acordos de ligação flexíveis, estes estão consagrados na legislação nacional, mais propriamente no DL n.º 15/2022 e no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações⁷² (RARI). No caso das instalações de consumo, a sua aplicação está atualmente limitada ao âmbito de projetos-piloto, sendo ainda reduzida a implementação deste tipo de soluções em Portugal.

Por último, importa referir que existem ainda desenvolvimentos regulamentares relevantes, que ainda não se iniciaram, nomeadamente, a elaboração do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade (MPGTRD), previsto no ROR. Este manual deverá estabelecer, entre outros aspetos, i) especificações técnicas dos serviços de flexibilidade, dos serviços de sistema não associados à frequência e dos produtos de mercado normalizados para esses serviços; ii) processo e requisitos de pré-qualificação para a prestação de serviços de flexibilidade e de serviços de sistema não associados à frequência; e iii) regras aplicáveis à contratação, à utilização, à verificação do cumprimento e à liquidação dos serviços de flexibilidade e dos serviços de sistema não associados à frequência. Espera-se que a

⁷² [RARI](#).

elaboração deste MPGTRD possa vir a beneficiar dos resultados e aprendizagens dos projetos-piloto a decorrer e da adoção do código de rede da resposta da procura, a nível europeu.

Concluindo, embora os serviços de flexibilidade para gestão de congestionamentos se encontrem ainda numa fase inicial de desenvolvimento em Portugal, observa-se uma evolução regulatória e operacional significativa, suportada por projetos-piloto que têm permitido testar soluções de mercado.

5.4 PROCEDIMENTOS DE LIGAÇÃO À REDE

O primeiro aspeto a avaliar no âmbito deste indicador diz respeito à existência de procedimentos de ligação à rede para instalações de autoconsumo de energias renováveis, instalações de armazenamento e instalação de bombas de calor, nomeadamente, ao nível da disponibilização pública de informação sobre esses procedimentos e da possibilidade de os mesmos serem levados a cabo de forma eletrónica.

Em Portugal, o artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê a existência de uma plataforma eletrónica única, assegurada pela DGEG, enquanto entidade licenciadora, através da qual são disponibilizados os formulários eletrónicos, os requisitos instrutórios, o estado dos procedimentos, as decisões e os títulos emitidos no âmbito do controlo prévio.

A implementação desta plataforma está a decorrer para instalações acima de 1 MW, sendo da responsabilidade da Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis 2030 (EMER 2030)⁷³. Para instalações com capacidade instalada inferior a 1 MW, os registos e comunicações prévias são já efetuados numa plataforma digital criada para o efeito⁷⁴.

⁷³ [EMER 2030](#) – Estrutura criada através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 50/2024, de 26 de março, com a missão de garantir o cumprimento dos objetivos do PNEC e acelerar a concretização de projetos de energias de fonte renovável. Um dos objetivos desta Estrutura de Missão é “Desenvolver, implementar e gerir o Balcão Único para o Licenciamento e Monitorização de Projetos de Energias Renováveis, segundo um modelo de One-Stop-Shop digital”.

⁷⁴ [Portal da Energia – DGEG](#).

Adicionalmente, a legislação e orientação aplicável encontra-se publicada nos sítios institucionais da DGEG, sendo ainda disponibilizado um formulário para a instrução de processos⁷⁵, contribuindo para uma maior transparência dos procedimentos administrativos.

Outros dos aspetos a avaliar diz respeito à aplicação do conceito de notificação simples⁷⁶ por parte dos ORD. Em Portugal, a mesma está prevista em determinadas tipologias de instalação, de acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 11.º e com o artigo 59.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Em particular, o regime nacional prevê procedimentos de comunicação prévia e isenção de controlo prévio para instalações de pequena dimensão, designadamente:

- UPAC de reduzida potência (abaixo de 800 W), e entre 800W e 30kW;
- certas instalações sem injeção na RESP.

Nestes casos, a intervenção do operador de rede é dispensada ou limitada, aproximando-se funcionalmente do modelo de *“simple-notification”*, conforme previsto na legislação europeia.

Relativamente à publicação de informação atualizada sobre a capacidade de ligação à rede disponível, o ORD, E-Redes, publica essa informação no seu website. Ao nível da rede de transporte, essa informação é disponibilizada pela DGEG, nos termos do n.º 2 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, que publicita online a capacidade de injeção disponível tanto na RNT como na RND. Contudo, esta informação não diferencia entre capacidade firme e capacidade com restrições, e não é atualizada de forma dinâmica em função das atribuições, caducidades e reforços de rede.

Em suma, considera-se que Portugal dispõe atualmente de um enquadramento amplamente digitalizado para os procedimentos de ligação à rede. No entanto, persistem oportunidades de melhoria, nomeadamente ao nível da atualização dinâmica da informação relativa à capacidade disponível de ligação e da disponibilização de informação mais detalhada sobre as condições efetivas de acesso às redes.

⁷⁵ [Produção de Energia Elétrica - DGEG.](#)

⁷⁶ *simple-notification*

5.5 INCENTIVOS REGULATÓRIOS PARA OS OPERADORES DE REDE CONSIDERAREM ALTERNATIVAS "SEM FIOS"

A Recomendação ACER nº01/2026 prevê igualmente a avaliação dos incentivos regulatórios existentes para que os operadores possam recorrer à contratação de serviços de flexibilidade ou ao investimento em redes inteligentes, otimização de rede e tecnologias inovadoras, como uma alternativa eficiente à expansão de rede.

Em Portugal, a regulação das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT assenta numa metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX), complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores.

A adoção desta metodologia de regulação aumenta a flexibilidade das estruturas de custos destas atividades, minimizando a distinção entre despesas de investimento (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX), promovendo decisões de investimento mais eficientes, pelo facto de ser neutra em termos tecnológicos, o que permitirá ganhos no médio e longo prazo para as empresas e para os consumidores.

Em particular, a metodologia TOTEX ao nível da atividade de distribuição⁷⁷, ao não privilegiar as opções por investimento físico, incentiva implicitamente a adoção de mecanismos de participação da procura, como o recurso dos operadores de rede à contratação de flexibilidade, em detrimento de investimentos tradicionais na expansão da capacidade da rede, quando essa opção se revela eficaz e mais eficiente.

Esta metodologia encontra-se alinhada com as recomendações discutidas a nível europeu, designadamente no âmbito do CEER, que identificam esta metodologia como uma componente importante de uma regulação orientada para os objetivos de descentralização, digitalização e descarbonização do setor.

O mecanismo de partilha de ganhos e perdas reforça estes incentivos para a eficiência nos investimentos e a eventual adoção de soluções de flexibilidade. Através deste mecanismo, se um operador de rede resolver um constrangimento na sua rede com recurso a uma solução de flexibilidade (à partida com um

⁷⁷ Em Portugal é aplicada uma metodologia TOTEX tanto ao nível da atividade de distribuição, como ao nível da atividade de transporte de energia elétrica.

custo menor), em detrimento da expansão de rede (custo maior), a metodologia tarifária nacional permite que uma parte dessa poupança de custos seja partilhada com o operador (como lucro adicional) e a outra parte reverta para os consumidores (tarifas de eletricidade mais baixas).

Para além disto, ao nível de incentivos explícitos, foi também aprovado pelo Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI)⁷⁸ o “Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT - INS”.

Este incentivo tem como objetivo flexibilizar o quadro regulatório para permitir o adequado investimento no desenvolvimento de novos serviços no setor elétrico, nomeadamente sob o fundamento de influenciar e potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico. Entre outros, destacam-se como potenciais benefícios deste tipo investimentos a melhoria na gestão de áreas de rede com forte integração de produção renovável, a possibilidade de implementar mecanismos de flexibilidade da procura, facilitar a gestão integrada do carregamento de veículos elétricos e a oferta local de serviços de sistema, que permitirão a redução dos custos de exploração e a obtenção de outros benefícios para os consumidores e demais agentes do setor.

Não se podendo considerar, diretamente, um incentivo, a regulação nacional prevê ainda a existência de projetos-piloto, existindo a previsão de aceitação de custos com projetos inovadores (ex: gestão ativa de rede) que, apesar de terem risco superior, trazem benefícios de longo prazo para a eficiência do sistema. Neste contexto, realça-se que o último PDIRD-E já incorpora soluções de flexibilidade como alternativa ao investimento em desenvolvimento de rede, beneficiando da experiência adquirida no projeto-piloto FIRMe, referido anteriormente.

Concluindo, considera-se que o enquadramento regulatório nacional já incorpora mecanismos relevantes de incentivo à utilização de soluções de flexibilidade e de alternativas "sem fios". Contudo, a consolidação destes mecanismos dependerá da continuação do desenvolvimento regulamentar e dos mercados de flexibilidade atualmente em implementação.

⁷⁸ [Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes \(RSRI\)](#).

6. CONCLUSÕES

O presente estudo avalia os diferentes tipos de necessidades de flexibilidade identificados, com vista, entre outros aspetos, à integração de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis no SEN, considerando os objetivos estabelecidos no PNEC 2030 (versão atualizada).

O estudo segue a metodologia de avaliação de necessidades de flexibilidade aprovada pela ACER em 2025 (FNAM), nos termos do Regulamento (UE) 2019/943, na sua redação atual.

A FNAM define dois tipos principais de necessidades de flexibilidade: necessidades de flexibilidade de sistema e necessidades de flexibilidade de rede.

O estudo foi coordenado pela ERSE, envolvendo os operadores da RNT e da RND, bem como a DGEG.

6.1 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE SISTEMA

O principal indicador analisado no estudo diz respeito às necessidades de flexibilidade para integração de renováveis, que se ligam à diminuição do desperdício de energia renovável, com vista ao cumprimento dos objetivos de política energética.

Seguindo o estabelecido no artigo 8.º da FNAM, o ORT estimou as necessidades de flexibilidade de sistema para integração de renováveis. Os valores apresentados no Quadro 8 correspondem à gama de valores de desperdício de energia renovável identificado para os diferentes cenários avaliados.

Quadro 8 – Desperdício de energia renovável

Tipo	Indicador	Ano alvo	Desperdício de renováveis [TWh]	Desperdício de renováveis [% ⁷⁹]
Sistema	Integração de renováveis	2030	2,7 – 4,3	3 – 5,5
		2035	1,4 - 6	1,2 – 5,8

⁷⁹ Percentagem do desperdício de renováveis face à produção renovável total em cada cenário.

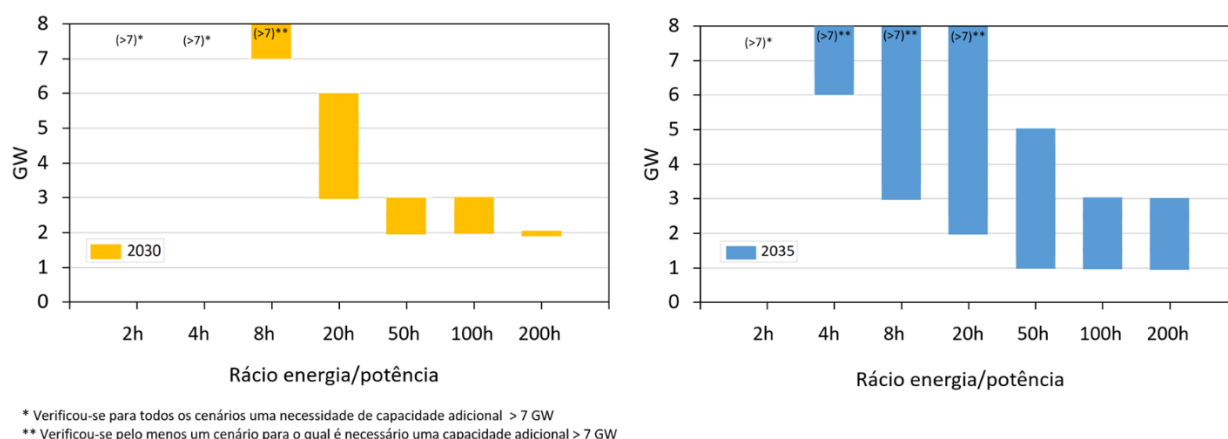
Tal como referido nos pontos 3.4 e 4.1, o PNEC não define um valor máximo admissível para o desperdício de energia renovável e não foi possível identificar este valor por outro meio. Assim, as necessidades de flexibilidade foram identificadas como sendo a energia que será necessário absorver pelo sistema para que este desperdício seja anulado. Desta forma, os resultados obtidos correspondem a um majorante das necessidades de flexibilidade de sistema para integração de renováveis, na medida em que a admissão de algum valor de desperdício poderá ser uma solução económica mais eficiente⁸⁰.

Em termos de caracterização do desperdício de energia renovável, realça-se que o mesmo ocorre, maioritariamente, nos períodos compreendidos entre as 8h e as 18h, que correspondem aos períodos com maior componente solar no portfólio de geração. Em termos percentuais, o desperdício de energia identificado apresenta valores sempre inferiores a 6%, face aos valores totais de produção de energia renovável, nos diferentes cenários.

Em seguida, de acordo com o estabelecido na FNAM, o ORT avaliou os recursos necessários para colmatar as necessidades identificadas. Para o efeito, foram considerados recursos de flexibilidade com rácios energia/potência de 2h, 4h, 8h, 20h, 50h, 100h e 200h e identificadas as capacidades adicionais que seria necessário instalar para reduzir o desperdício de energia renovável para zero ou para valores muito próximos de zero.

⁸⁰ Exemplo disso será a participação de produção renovável em mercados de serviços de sistema. Esta flexibilidade, necessária à gestão de sistema, implicará desperdício de energia renovável, mas em determinadas situações poderá ser a solução mais eficiente.

Figura 8 – Gamas de valores de capacidade adicional necessária (GW), por tipo de recurso, para 2030 e 2035⁸¹



Em relação ao cenário base (ano alvo 2030) concluiu-se que, recorrendo a recursos com rácios energia/potência entre 2 e 8 horas, na maior parte dos casos, seria necessária uma capacidade instalada adicional superior a 7 GW para colmatar as necessidades de flexibilidade identificadas. Admitindo tecnologias com um rácio de 50 horas, estima-se que, em 2030, com valores entre os 2 GW e 3 GW de capacidade instalada adicional o desperdício de energia renovável seria praticamente anulado. Este valor diminui quando se consideram recursos com rácios superiores, mas mesmo considerando um recurso com rácio de 200 horas, para ambos os anos considerados, será sempre necessária a instalação de uma capacidade adicional entre 1 GW e 3 GW⁸². Como referido estes foram os valores de capacidade identificados para reduzir o desperdício para zero ou para valores muito próximos de zero. No entanto, realça-se que a análise efetuada permite identificar as capacidades adicionais necessárias caso venha a ser determinado um valor máximo admissível de desperdício de energia renovável, que serão inferiores aquelas aqui identificadas.

Importa realçar também que a abordagem utilizada nesta análise não permite ter em consideração a complementaridade dos diversos recursos de flexibilidade. As necessidades identificadas deverão,

⁸¹ Para efeitos de construção deste gráfico, considerou-se as capacidades adicionais necessárias para reduzir o desperdício a 250 GWh.

⁸² Os recursos aqui analisados devem ser encarados de um ponto de vista tecnologicamente neutro, não estando limitados às tecnologias de armazenamento mais comuns como baterias eletroquímicas ou armazenamento hídrico.

naturalmente, ser satisfeitas através da utilização simultânea de um portfólio de recursos variado que permita capturar os benefícios e mais valias de cada tecnologia.

Os resultados apresentados são fortemente influenciados pelos pressupostos de construção dos cenários utilizados nesta análise. Estes cenários têm subjacente um significativo nível de incerteza, quer pelo caráter de longo-prazo da análise, quer pela evolução que efetivamente se tem verificado no SEN, face aos objetivos estabelecidos na atualização do PNEC que lhes serviram de base. Nesse sentido, foram realizadas duas análises de sensibilidade aos cenários base. A primeira análise de sensibilidade considerou uma menor capacidade de interligação em comparação com a admitida nos cenários base, limitando a mesma a 10% da capacidade total prevista inicialmente. Na segunda análise de sensibilidade considerou-se uma menor capacidade instalada de eletrolisadores e eólica *offshore* face ao previsto no PNEC.

Com a primeira análise de sensibilidade procurou-se avaliar as necessidades de flexibilidade do sistema num cenário próximo de um sistema isolado. O aumento muito significativo das necessidades de flexibilidade identificadas, demonstra a importância da interligação enquanto fornecedora de flexibilidade ao sistema. Na segunda análise de sensibilidade, procurou-se avaliar o impacto de um desenvolvimento de geração e consumo mais lento do que o previsto nos cenários do PNEC. Não obstante o facto de se considerar uma menor capacidade renovável instalada, resultou desta análise de sensibilidade um aumento das necessidades de flexibilidade, visto que a diminuição da capacidade de eletrolisadores, sendo estes considerados cargas flexíveis por definição, tem um impacto superior.

Quadro 9 – Desperdício de energia renovável – análises de sensibilidade

Tipo	Indicador	Ano alvo	Análise de sensibilidade	Desperdício de renováveis [TWh]
Sistema	Integração de renováveis	2030	Sensibilidade 1	7,2 – 12,7
			Sensibilidade 2	5,4 – 5,8
		2035	Sensibilidade 2	6,7 – 8,1

Ao nível das necessidades de sistema foram ainda identificadas as necessidades de flexibilidade relativas a rampas de geração. A incapacidade do sistema em responder a estas rampas de geração e de absorver os impactos das mesmas, pode, entre outros aspetos, levar à necessidade de aumentar o desperdício de energias renováveis para garantir o equilíbrio do sistema.

Como é possível verificar pelo Quadro 10, as necessidades de flexibilidade não satisfeitas não apresentam dimensões significativas. Isto implica que, face aos cenários e pressupostos assumidos neste estudo, os recursos de flexibilidade que se prevê virem a estar disponíveis nos anos alvo selecionados serão suficientes para satisfazer as necessidades relativas a rampas de geração.

Quadro 10 - Necessidades de flexibilidade relativas a rampas de geração

Tipo	Indicador	Ano alvo	Direção	Valor médio de necessidades não satisfeitas [MW]	Necessidades não satisfeitas [MWh]
Sistema	Necessidades relativas a rampas de geração	2030	a subir	0 – 0,17	0 - 1484
			a descer	0	0
		2035	a subir	0 – 0,03	0 – 293,4
			a descer	0	0

A FNAM determina ainda que sejam identificadas necessidades de flexibilidade de curto-prazo, relacionadas com a capacidade de responder aos erros de previsão de geração. Face à abordagem seguida neste estudo, e aos pressupostos e dados utilizados, o ORT considerou que a aplicação da metodologia não resultaria em resultados representativos. Assim, não foram determinadas quaisquer necessidades deste tipo.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DE REDE

No que diz respeito às necessidades de flexibilidade de rede, concluiu-se que ao nível da rede de transporte não se identificam quaisquer necessidades.

Já no que diz respeito às necessidades de flexibilidade da rede de distribuição, a análise do ORD, com base numa metodologia de alto nível descrita no ponto 2.3.2.2 e no Anexo I, resultou nos valores que se apresentam no Quadro 11.

Quadro 11 – Necessidades de flexibilidade de rede

Tipo	Indicador	Ano alvo	Direção	Soma das potências máximas [MW]	Valor médio expectável de energia [MWh]
Rede	Necessidades da rede de transporte	2030	a subir	0	0
			a descer	0	0
		2035	a subir	0	0
			a descer	0	0
	Necessidades da rede de distribuição	2030	a subir	48,7	57,3
			a descer	0	0
		2035	a subir	56,8	66,9
			a descer	0	0

As necessidades identificadas na rede de distribuição justificam-se principalmente pelo surgimento de constrangimentos na rede, designadamente o agravamento de situações de congestionamento ou de aproximação aos limites operacionais dos ativos de rede, quer em termos de capacidade térmica, quer ao nível do controlo de tensão, sobretudo em pontos específicos da rede de distribuição. Isto deriva da evolução dos perfis de carga na rede de distribuição, decorrente do crescimento da procura elétrica e da progressiva eletrificação de consumos.

Realça-se que o presente estudo, não obstante o facto de apresentar um conjunto de pressupostos e limitações metodológicas que não permitem a robustez e detalhe desejados, contribui para quantificar necessidades de flexibilidade num âmbito distinto e complementar aquelas que são analisadas no contexto dos estudos de adequação de recursos, nomeadamente do ERAA e do RMSA, permitindo, assim, uma melhor identificação das efetivas necessidades de flexibilidade do SEN.

BARREIRAS À FLEXIBILIDADE

Em linha com a Recomendação ACER n.º 01/2026, foi avaliada a eventual existência de barreiras à entrada de recursos de flexibilidade no sistema. De forma geral, concluiu-se que, dentro dos aspetos que foram possíveis avaliar, apesar de terem sido identificadas algumas oportunidades de melhoria, não existem barreiras significativas à entrada de recursos de flexibilidade no sistema, que não sejam já objeto de medidas com vista à sua mitigação.

6.2 PRÓXIMOS PASSOS

O artigo 19.º-F do Regulamento (UE) 2019/943, estabelece que o mais tardar seis meses após a apresentação deste relatório, cada Estado-Membro deve definir um objetivo nacional indicativo em matéria de flexibilidade não fóssil, incluindo os contributos específicos respetivos, para a concretização desse objetivo, da resposta da procura e do armazenamento de energia. Este objetivo deve refletir-se também nos planos nacionais integrados em matéria de energia e clima.

Assim, a conclusão do presente relatório marca o início do prazo⁸³ para o estabelecimento desses objetivos, que deverão ter em consideração as conclusões deste relatório, sem prejuízo das conclusões de outros estudos relevantes para o efeito ou de outros instrumentos de política energética que possam vir a contribuir para uma melhor identificação das necessidades de flexibilidade, fundamentando, desta forma, a decisão do Estado-Membro nesta matéria⁸⁴. Neste âmbito, importa realçar que, de acordo com a metodologia aprovada para o efeito, os resultados apresentados neste relatório têm por base os cenários do ERAA 2025, que não capturam na sua totalidade as especificidades do SEN.

Face à reduzida experiência neste tipo de análises, sendo esta a primeira edição deste exercício, identificaram-se algumas oportunidades de melhoria para futuras edições:

- Desenvolver uma abordagem que permita identificar um valor máximo aceitável de desperdício de energia renovável, com vista a uma identificação de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis mais robusta que pondere a dimensão de eficiência económica;
- Avaliar a possibilidade de realização do estudo com base no processamento do despacho económico de um estudo de adequação de recursos nacional ou a consideração de um maior número de cenários meteorológicos do ERAA, aumentando assim a representatividade da análise e permitindo, entre outros aspetos, a identificação de necessidades de flexibilidade de curto-prazo;
- Desenvolver a metodologia de identificação das necessidades de rede de distribuição, com eventual alteração da granularidade temporal, espacial e de nível de tensão, para permitir uma análise com maior desagregação e detalhe;

⁸³ De acordo com o estabelecido no Artigo 19.º-F do Regulamento (UE) 2019/943, face à data de apresentação deste relatório, o prazo máximo para o estabelecimento destes objetivos será o dia 25 de janeiro de 2027.

⁸⁴ Neste capítulo realça-se, por exemplo, a futura Estratégia Nacional para o Armazenamento.

- Desenvolver uma abordagem de identificação e descrição de potenciais recursos de flexibilidade que permitam dar resposta às necessidades de flexibilidade identificadas;
- Monitorizar a evolução da efetiva participação dos diferentes tipos de recursos em mercados de flexibilidade;
- Desenvolver as metodologias de análise utilizadas, beneficiando dos resultados da avaliação que a ACER irá realizar a nível europeu e dos exemplos de boas práticas a recolher dos relatórios de outros Estados-Membros;
- Fomentar o envolvimento dos diversos stakeholders na elaboração do estudo, algo que não foi possível nesta 1ª edição.

ANEXOS

I. METODOLOGIA DAS NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A avaliação das necessidades de flexibilidade da rede de distribuição apresenta desafios decorrentes do carácter local dos constrangimentos, da elevada incerteza associada à evolução da ligação de novos consumos, e da produção descentralizada.

O nível crescente de incerteza com o aumento do horizonte temporal de previsão, resultante da evolução de múltiplos fatores estruturais e conjunturais, condiciona o comportamento do sistema elétrico, tornando mais complexa uma estimativa robusta de volumes de flexibilidade no longo prazo, necessária para a avaliação das necessidades nos anos alvo selecionados para este estudo (2030 e 2035).

Em particular, uma vez que as análises de necessidades de flexibilidade já desenvolvidas no âmbito do PDIRD-E 2024 não incluem os anos alvo selecionados, o ORD considerou necessário desenvolver, para esse horizonte, uma metodologia específica, de alto nível e assente em extrapolações.

DELIMITAÇÃO DO ÂMBITO DA ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE

O exercício de estimativa de necessidades de flexibilidade da RND centrou-se nas situações enquadráveis no PDIRD-E, em que as necessidades de intervenção decorrem de sobrecargas, problemas de tensão ou outros constrangimentos associados ao aumento dos trânsitos de energia na rede. Nestes casos, a flexibilidade pode constituir uma alternativa custo-eficiente aos investimentos tradicionais de reforço da rede, em linha com os princípios estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que promove a adoção de soluções eficientes e a consideração de alternativas ao desenvolvimento convencional da rede.

Importa acrescentar que as ligações com restrições não foram consideradas no âmbito da quantificação das necessidades de flexibilidade, por se tratarem de condições de acesso à rede definidas no momento da ligação, já internalizadas no processo de planeamento, e sendo avaliadas caso a caso, torna-se difícil identificar, de forma antecipada e sistemática, necessidades de flexibilidade diretamente associadas a este tipo de acesso. Portanto, estas não foram consideradas necessidades adicionais de flexibilidade tal como previsto na metodologia FNAM.

PERSPETIVA DE EVOLUÇÃO DAS NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE NO CONTEXTO DO DESENVOLVIMENTO DA REDE

A quantificação das necessidades de flexibilidade depende, em cada período, da situação da rede em termos de utilização. No entanto, o ORD não considerou, nesta análise, que a utilização de soluções de flexibilidade pudesse sustentar, de forma indefinida, o adiamento de investimentos estruturantes na rede, uma vez que a evolução da carga tende a agravar progressivamente a magnitude e a frequência dos constrangimentos de rede, bem como o risco associado à sua gestão. O ORD considerou neste estudo que, a partir de determinado limiar, este risco torna-se não compatível com os níveis de segurança e qualidade de serviço exigidos, deixando de ser aceitável a sua mitigação exclusivamente através de mecanismos de flexibilidade. Com efeito, a flexibilidade é entendida como um instrumento de gestão transitória de constrangimentos, permitindo acomodar situações específicas da rede enquanto esta evolui ao longo do tempo.

Assim, os constrangimentos identificados, que num primeiro momento podem ser endereçados através de soluções de flexibilidade, devem ser resolvidos, de forma estrutural, pelo desenvolvimento natural da rede, sustentado pela realização progressiva de investimentos de reforço da mesma.

NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE ASSOCIADAS À REDUÇÃO DE PRODUÇÃO / AUMENTO DO CONSUMO

Embora o enquadramento legal nacional, nomeadamente o DL n.º 15/2022, preveja a possibilidade de limitação da injeção de produção na rede, sempre que tal se revele necessário para assegurar a segurança e a operação eficiente do sistema elétrico, na presente análise o ORD não contemplou a identificação de necessidades de flexibilidade para mitigação de constrangimentos com origem na injeção de produção, designadamente no sentido da redução da injeção ou do aumento do consumo (necessidades a descer).

Esta opção justifica-se pelo contexto atual da RND, na medida em que a capacidade da rede tem vindo a ser, até à presente data, dimensionada e planeada para acomodar integralmente a injeção de energia proveniente de fontes renováveis.

INCERTEZA ASSOCIADA AO EXERCÍCIO DE PREVISÃO DOS VOLUMES DE FLEXIBILIDADE AO NÍVEL DA RND (TEMPORAL E ESPACIAL)

Os constrangimentos na RND apresentam tendencialmente um carácter fortemente local e elevada granularidade espacial, podendo ocorrer ao nível de uma área geográfica reduzida, como seja a área parcial de influência de uma subestação ou mesmo de um circuito de média tensão.

Consequentemente, os volumes de flexibilidade apresentam elevada sensibilidade, dependente de fatores como a evolução natural da carga (e a sua característica territorialmente assimétrica), a localização de novas ligações à rede, as características técnicas da infraestrutura existente e os perfis temporais de consumo e produção associados. Este desafio não é intrínseco à flexibilidade em si, mas ao exercício de planeamento da rede, evidenciando a importância de desenvolver modelos de previsão de evolução da carga que incorporem elevados níveis de granularidade temporal e espacial.

Do ponto de vista da especificação dos requisitos de flexibilidade, esta característica implica, por regra, a realização de estudos com caracterização detalhada da rede e dos constrangimentos, suportados em métodos probabilísticos computacionalmente exigentes, numa abordagem casuística e caso a caso (procedimento adotado no contexto do PDIRD-E). Atendendo à complexidade inerente a este tipo de análise, e considerando que se pretende efetuar uma projeção das necessidades de médio e longo prazo com abrangência à RND — num contexto caracterizado por níveis crescentes de incerteza à medida que aumenta o horizonte temporal — o ORD optou por uma abordagem extrapolativa para a estimativa dos requisitos de flexibilidade, suportada na sua experiência acumulada.

DETALHES METODOLÓGICOS

Atendendo à incerteza inerente à evolução das condições de exploração e à elevada variabilidade espacial das necessidades identificadas, o ORD optou por uma abordagem de análise a um nível mais agregado (de mais alto nível):

- I. No âmbito da elaboração do PDIRD-E 2024, foram caracterizados requisitos de flexibilidade para eliminação de constrangimentos como alternativa a projetos de investimento de reforço de rede. Estes projetos apresentam âmbitos diferentes, sendo classificados em subprogramas de investimento específicos (Desenvolvimento de Rede, Garantia de alimentação às capitais de distrito e Reabilitação de Ativos) e por isso os seus requisitos de flexibilidade apresentam diferentes características.

- II. Tirando partido desta caracterização, o ORD procedeu à aferição dos volumes médios (potência e energia) dos casos de flexibilidade considerados no PDIRD-E. Para os requisitos em cada subprograma, foram somados os volumes de potência máximos dos requisitos de maior magnitude de cada caso de flexibilidade, dividindo este valor pelo número de casos. Igual procedimento foi seguido para a energia de ativação expectável de cada caso. Desta forma, o ORD tipificou as quantidades médias de potência e energia características de um caso de flexibilidade em contexto de PDIRD-E.
- III. Por outro lado, o PDIRD-E 2024 inclui também uma caracterização da RND para o ano 2030, ao nível das subestações AT/MT, constando da mesma a potência de transformação instalada, a ponta de carga anual, a ponta da carga natural e a utilização máxima destas instalações.
- IV. Com base nos pressupostos de base do RMSA-E 2024, nomeadamente, nas expectativas de evolução da ponta do SEN de 2025 a 2040, o ORD calculou as taxas de crescimento anual médio, nos períodos entre 2030-2035 ($CAGR_{85}=1,4\%$) e entre 2035 e 2040 ($CAGR=0,6\%$).
- V. Utilizando estas taxas, o ORD fez evoluir a utilização das subestações AT/MT tendo como ponto de partida o ano 2030. A ponta da carga natural de cada subestação é multiplicada pela taxa do período respetivo, obtendo-se a ponta prevista para o ano seguinte. A ponta do ano seguinte deverá crescer no mesmo valor absoluto que a ponta da carga natural para esse ano. Aferida a ponta para o ano seguinte, é possível estimar a utilização prevista das subestações AT/MT.
- VI. Em seguida, o ORD realizou o diagnóstico com base na estimativa de utilização calculada para as subestações AT/MT. Definiu um limite inferior e superior de utilização entre os quais admite a existência de constrangimentos na rede que podem ser geridos com recurso a flexibilidade. Na sequência deste processo iterativo, quando uma subestação atinge uma utilização acima do limite superior definido, o ORD assume que se atingiria um nível de constrangimentos cuja gestão não seria compatível com o recurso a soluções de flexibilidade, devendo nesse ano assegurar-se a conclusão do investimento de reforço de rede tradicional.
- VII. Por fim, e para cada ano, o ORD contabilizou o número de casos diagnosticados, cujos constrangimentos considerou passíveis de ser geridos com recurso a flexibilidade, e calculou as

⁸⁵ Taxa de crescimento anual composta ou *Compound Annual Growth Rate* (CAGR).

necessidades de flexibilidade da rede de distribuição, multiplicando os mesmos pelos volumes médios tipificados apurados em II.

II. SITUAÇÃO ATUAL DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

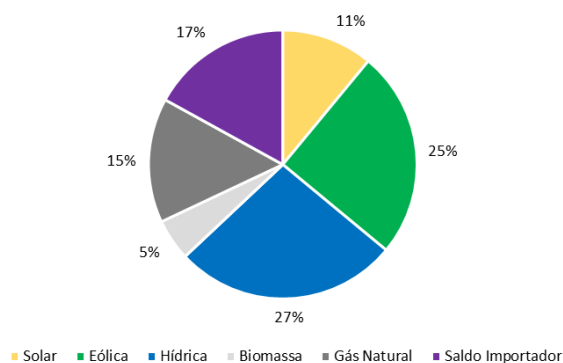
Neste anexo apresentam-se mais detalhes sobre a situação atual do sistema elétrico nacional, através dos seguintes Quadros e Figuras.

Quadro 12 – Potência instalada no SEN em 2024 e 2025 [MW]⁴²

	2025	2024	Variação
Total	23 800	22 836	964
Renovável	19 360	18 385	975
Hídrica	8 385	8 385	0
Eólica	5 444	5 408	36
Biomassa	692	707	-15
Cogeração	343	352	-9
Solar	4 839	3 885	954
Ondas	0	0	0
Não Renovável	4 421	4 444	-23
Gás Natural	4 396	4 419	-23
Cogeração	567	590	-23
Outros	25	25	0
Cogeração	25	25	0
Baterias	19	7	12
Total Armazenamento	3 604	3 592	12
Bombagem	3 585	3 585	0
Baterias	19	7	12
Centrais Despacháveis⁸⁶	12 989	12 126	863
Centrais não despacháveis	10 811	10 711	100

⁸⁶ Centrais habilitadas a prestar serviços de sistema.

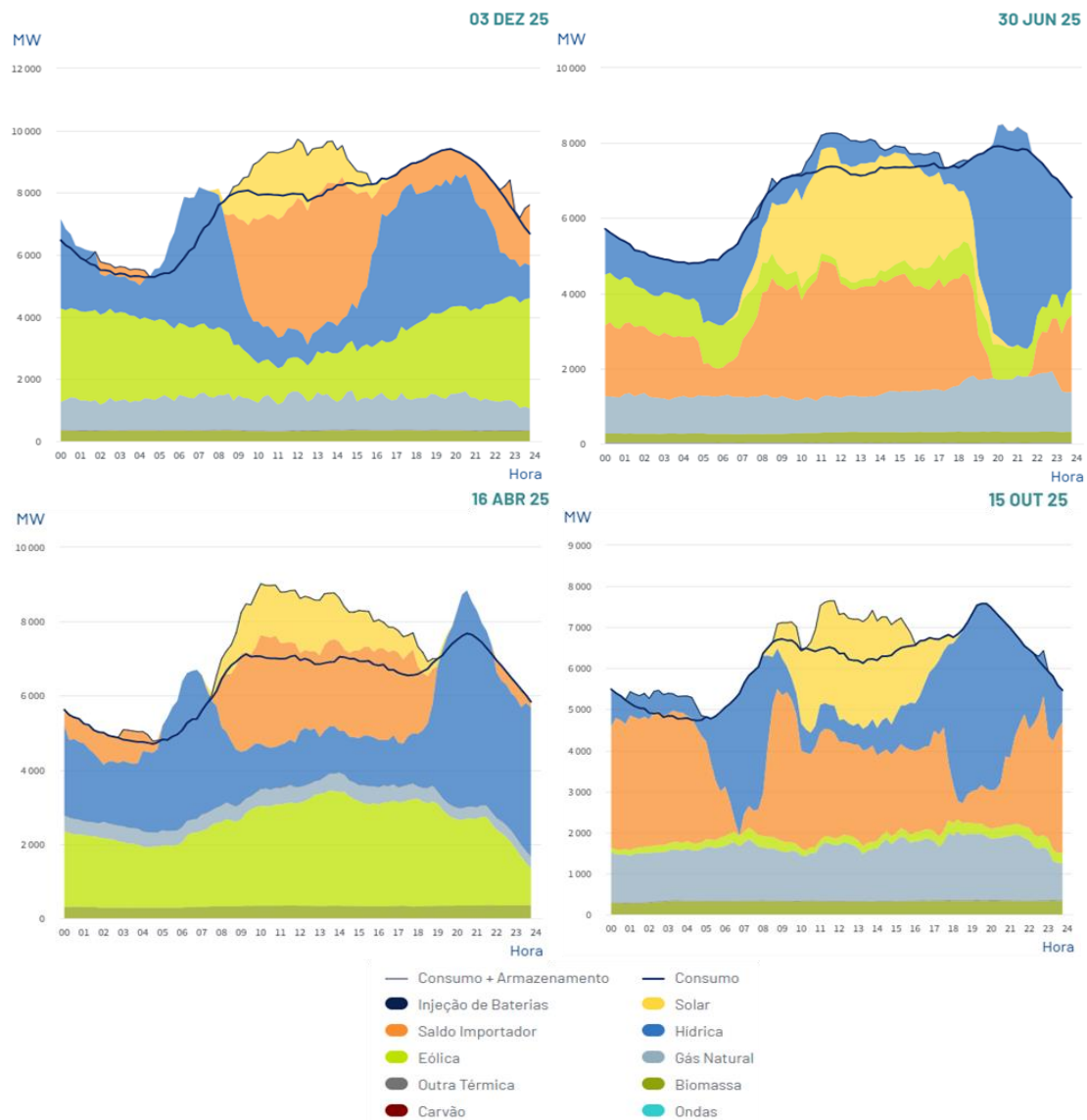
Figura 9 – Repartição da produção em 2025⁴²



Quadro 13 – Abastecimento do consumo nacional em 2024 e 2025 [GWh]⁴²

	2025	2024	Var. (%)
Produção Total	48 878	45 685	7
Produção Renovável	36 916	36 747	0
Hídrica	14 504	14 540	0
Eólica	13 473	14 143	-5
Biomassa	2 807	3 156	-11
Cogeração	1 188	1 334	-11
Solar	6 132	4 908	25
Ondas	0	0	-
Produção não renovável	7 874	5 114	54
Gás Natural	7 644	4 871	57
Cogeração	1 222	1 547	-21
Outros	230	243	-5
Cogeração	23	28	-18
Produção por Armazenamento	4 088	3 824	7
Bombagem	4 081	3 824	7
Baterias	7	0	-
Consumo para Armazenamento	5 126	4 744	8
Bombagem	5 117	4 744	8
Baterias	9	0	-
Saldo Importador	9 301	10 429	-11
Importação	11 378	13 081	-13
Exportação	2 077	2 652	-22
Consumo Total	53 053	51 370	3
Produção Despachável	24 939	20 666	21
Produção não Despachável	23 939	25 020	-4

Figura 10 – Diagramas de carga dos dias de ponta de inverno, verão, primavera e outono de 2025⁸⁷

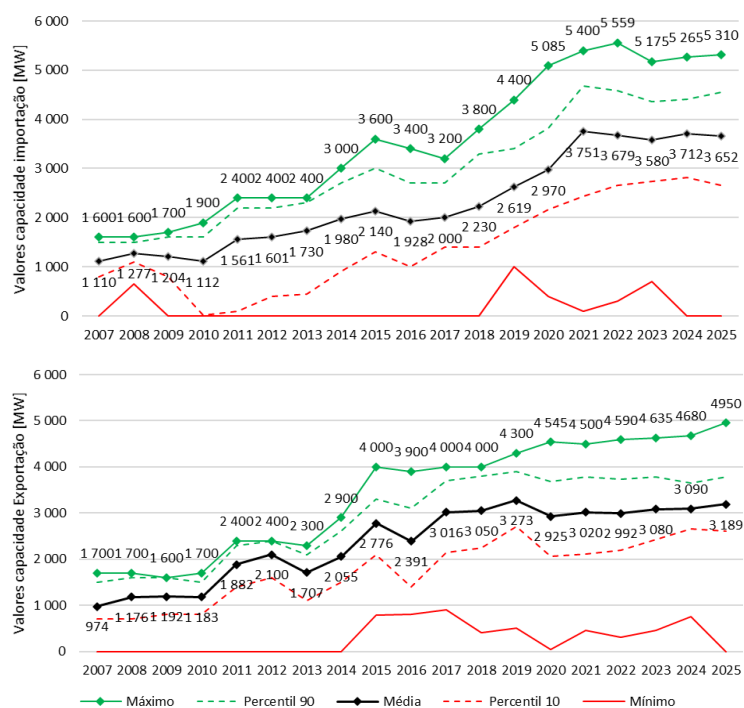


⁸⁷ Diagramas retirados do [Datahub da REN](#).

Figura 11 – Linhas da interligação entre Portugal e Espanha e capacidades térmicas das linhas⁸⁸



Figura 12 - Evolução da capacidade de interligação disponível para fins comerciais – Importação e Exportação



⁸⁸ Retirado do documento de [caracterização das interligações em 31 de dezembro de 2025](#).

III. NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE – RESULTADOS E DETALHES ADICIONAIS

Necessidades de flexibilidade de sistema – Integração de renováveis, Artigo nº 8 FNAM

Ano 2030

Figura 13 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 23)

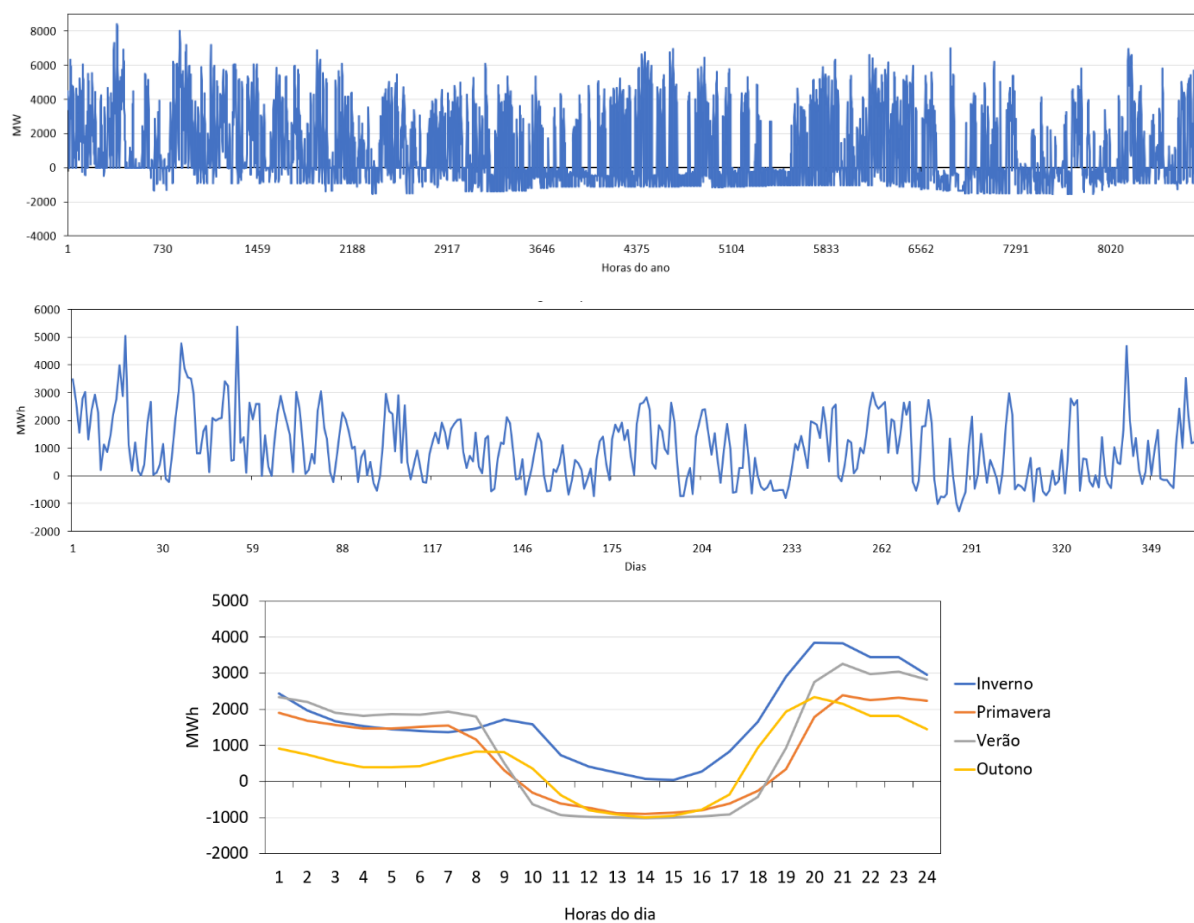


Figura 14 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2030 (WS 27)

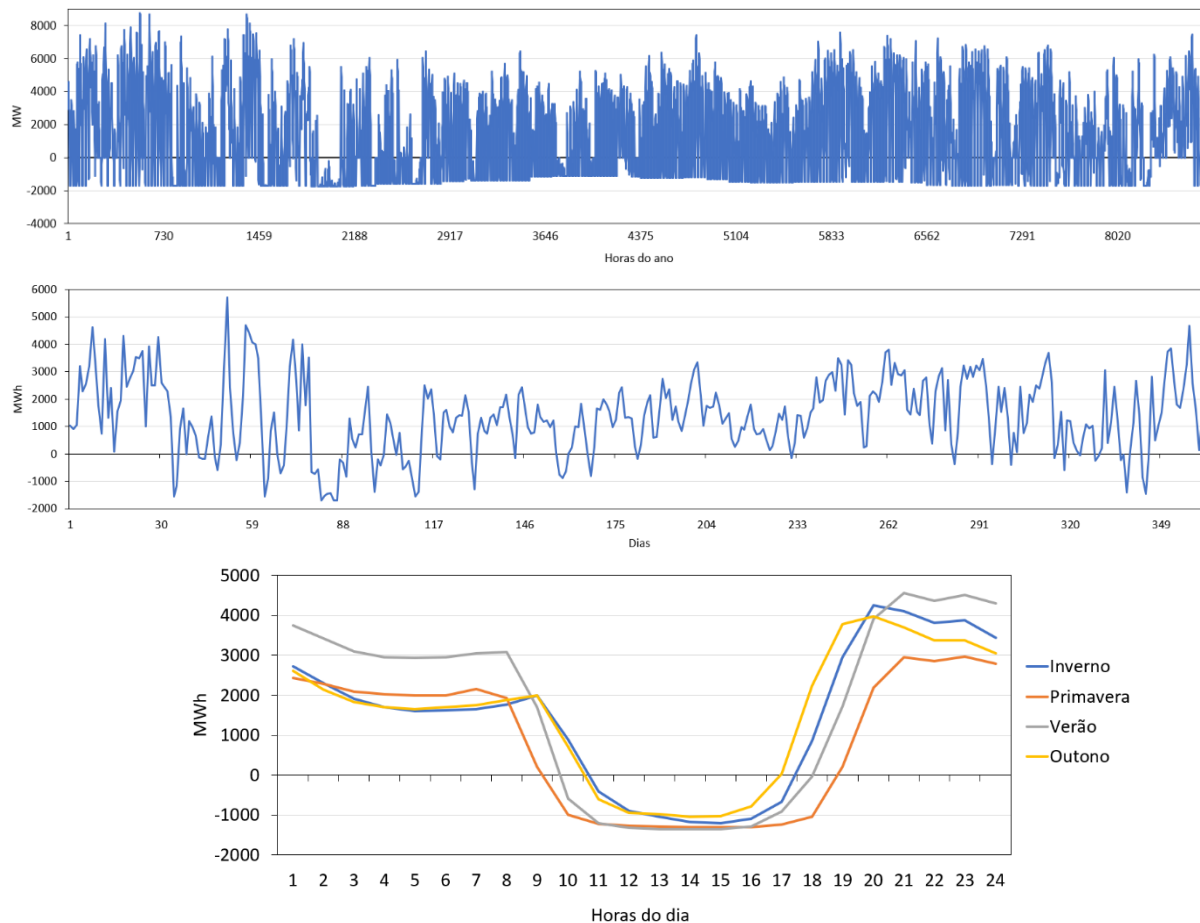


Figura 15 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23)

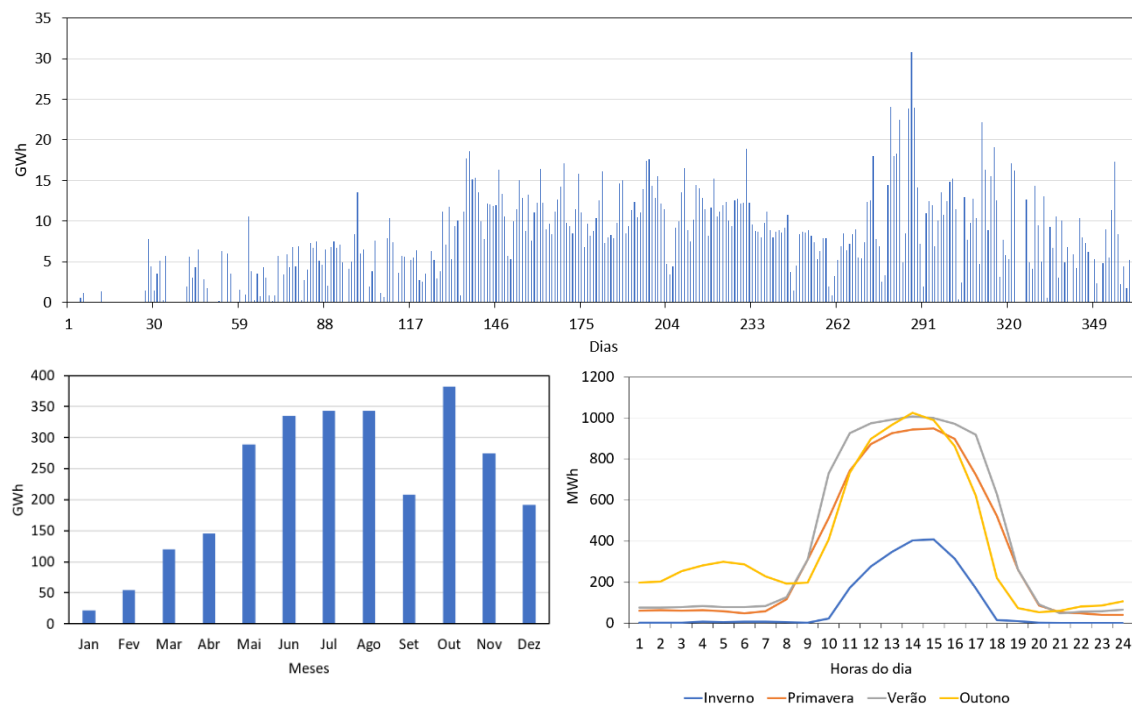


Figura 16 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23, Sensibilidade 1)

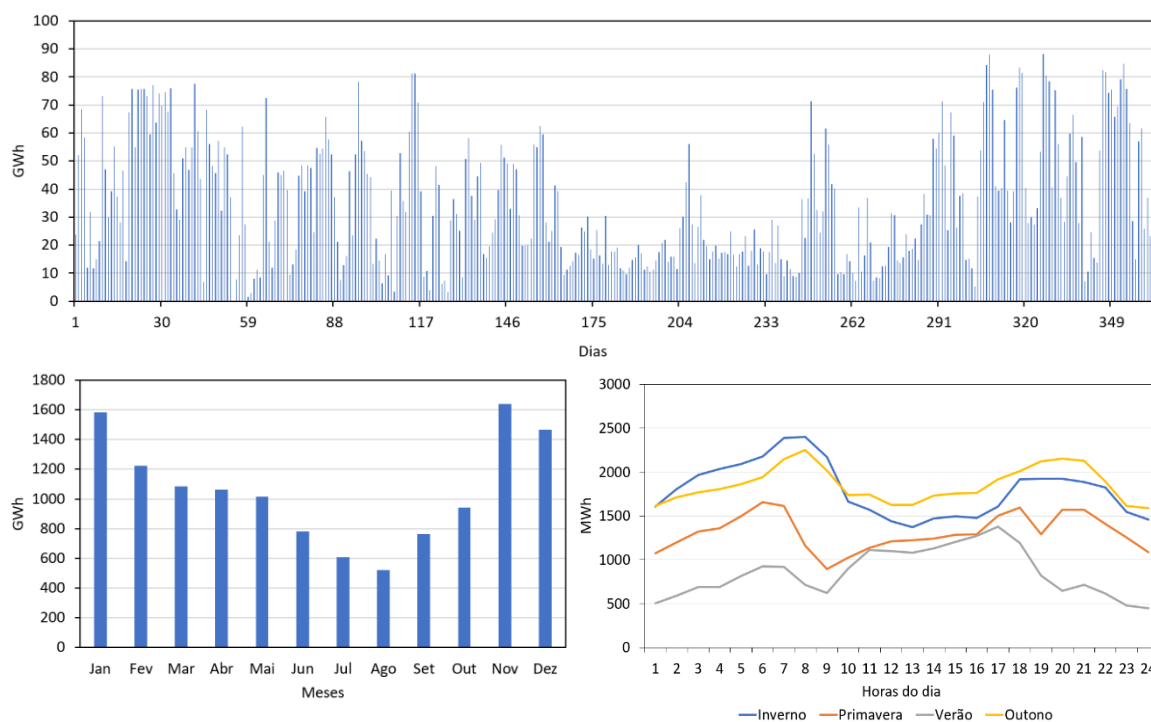


Figura 17 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 23, Sensibilidade 2)

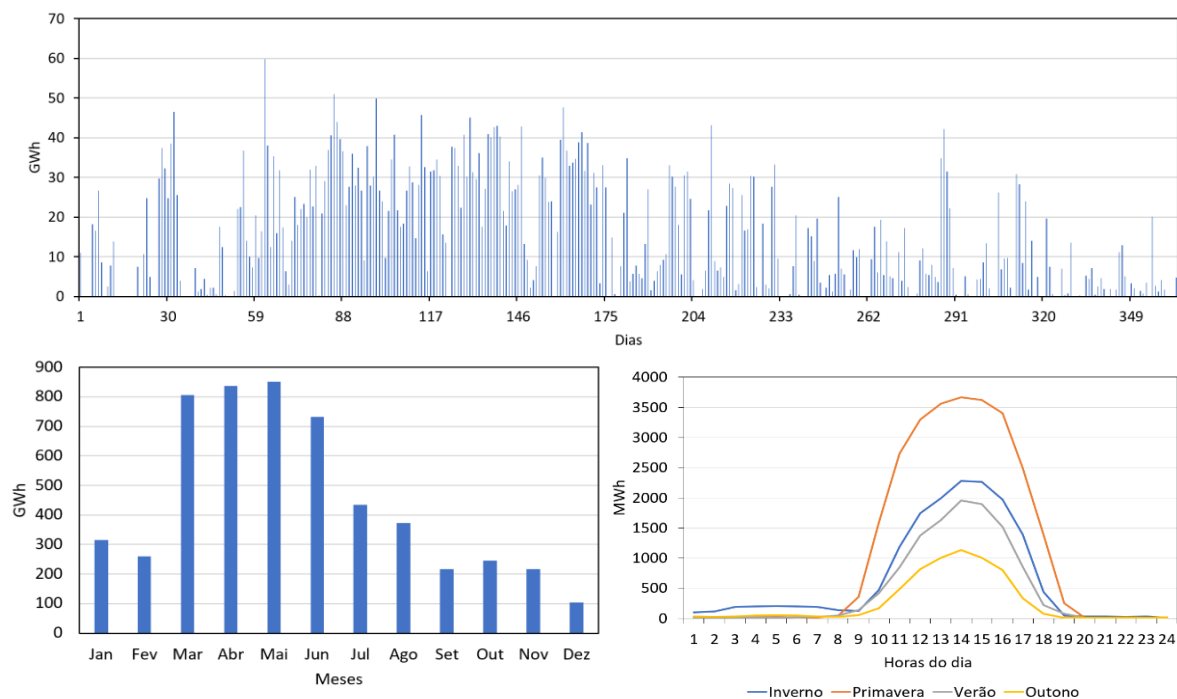


Figura 18 – Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27)

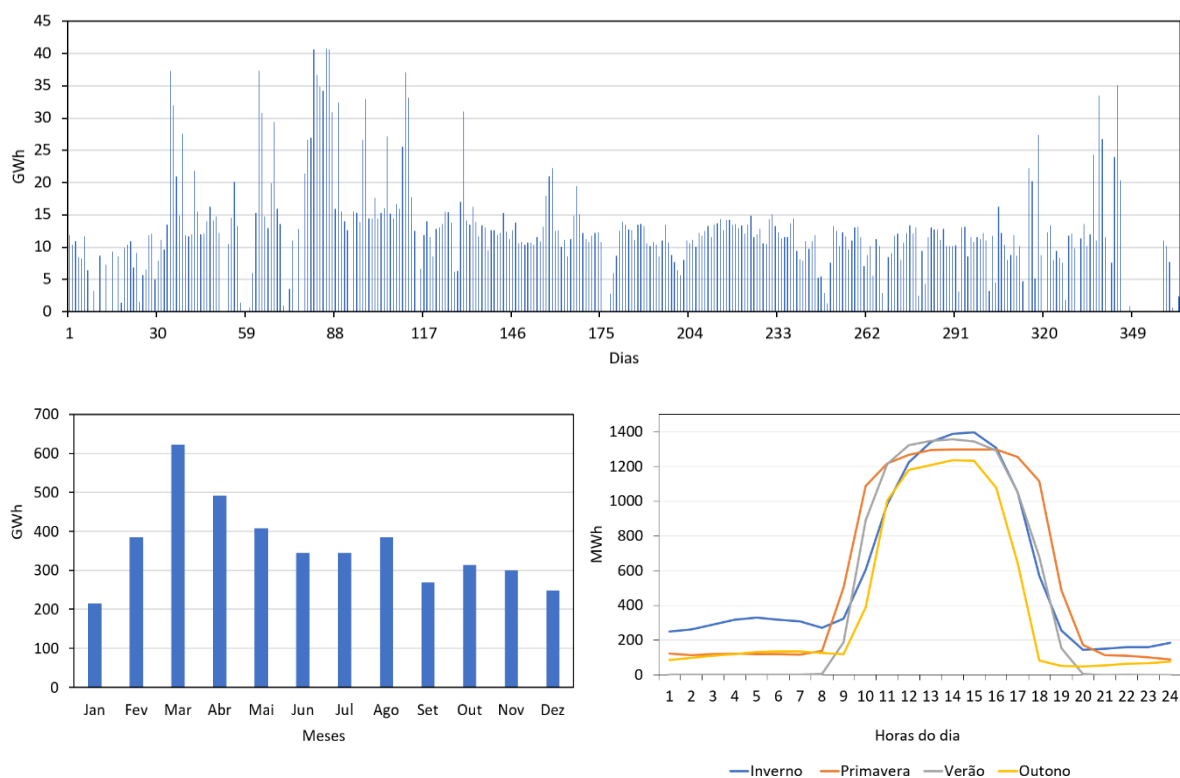


Figura 19 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27, Sensibilidade 1)

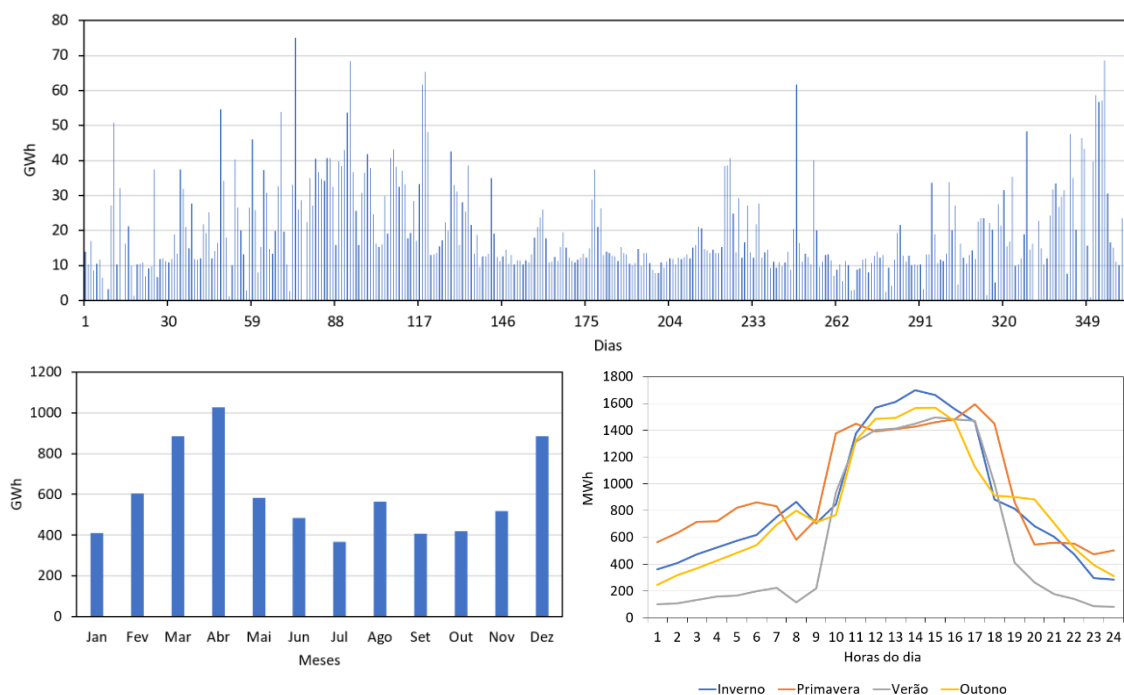


Figura 20 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 27, Sensibilidade 2)

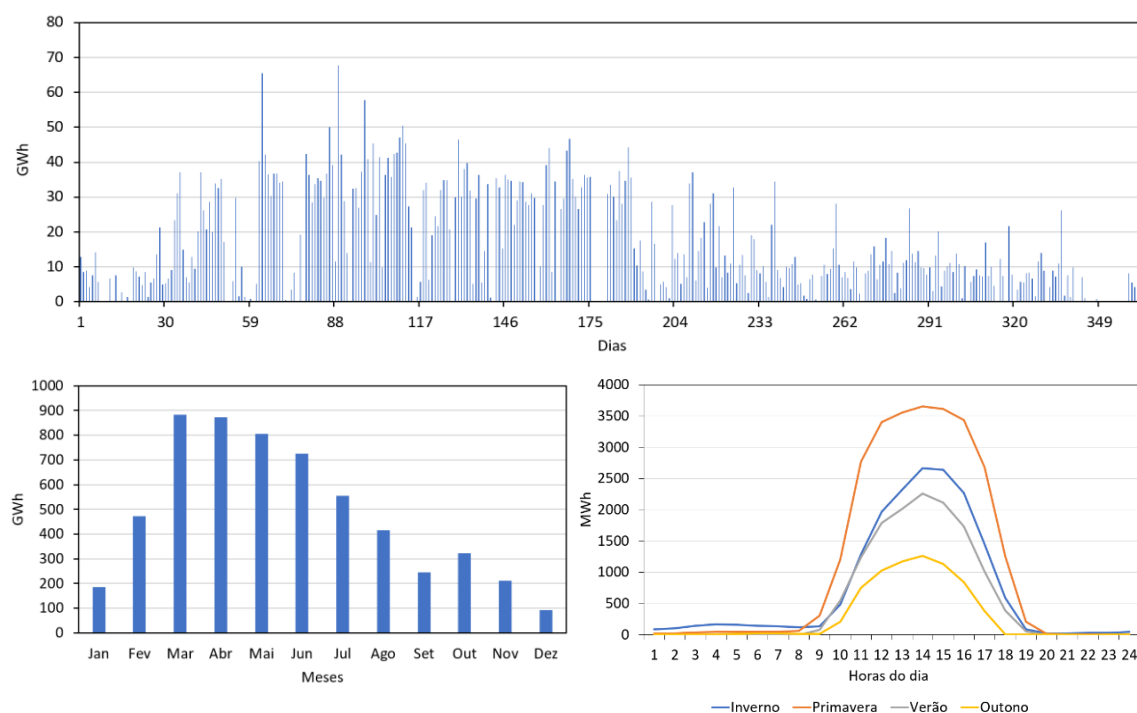


Figura 21 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35, Sensibilidade 1)

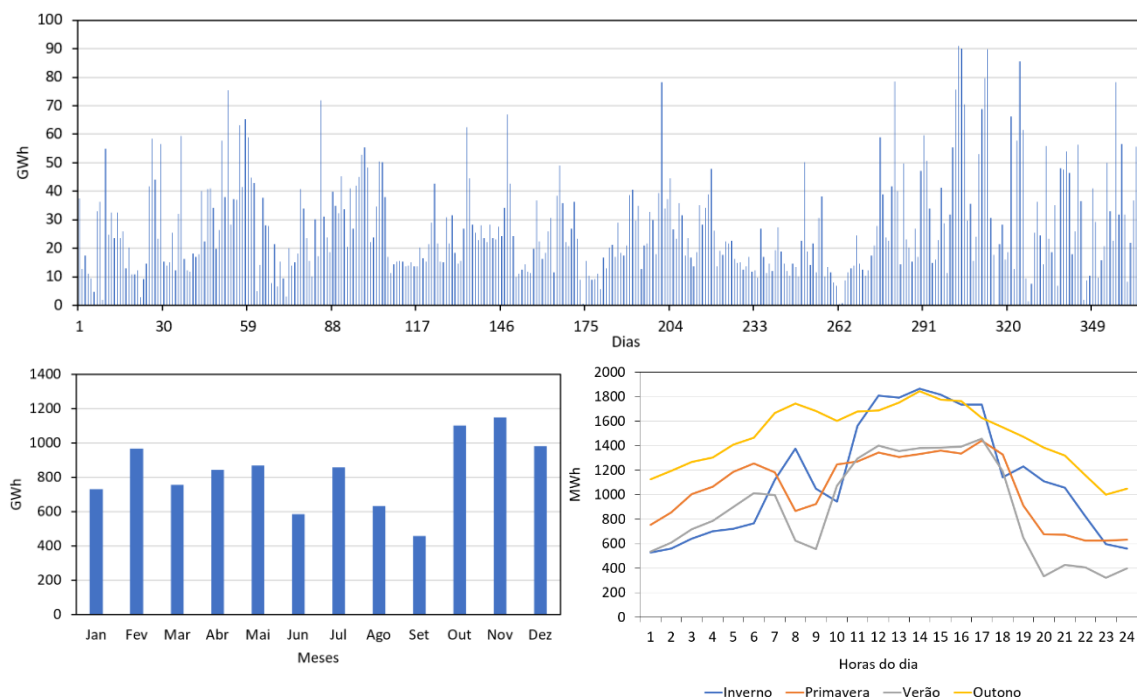


Figura 22 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2030, WS 35, Sensibilidade 2)

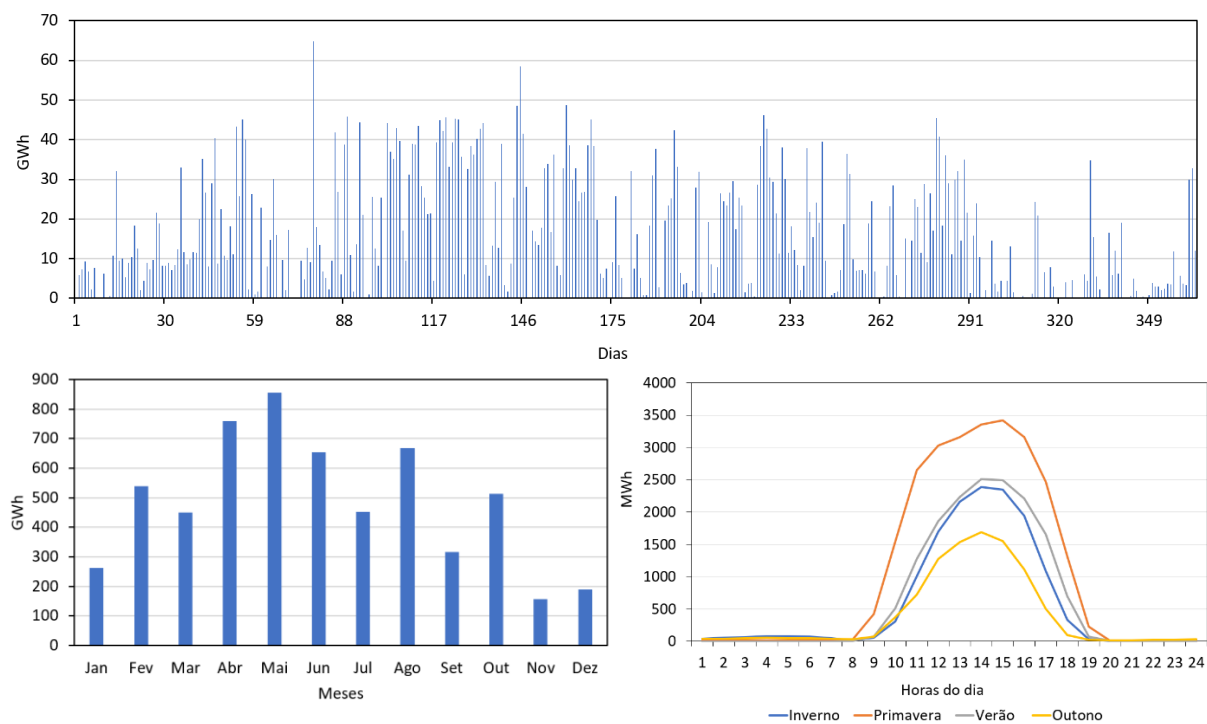
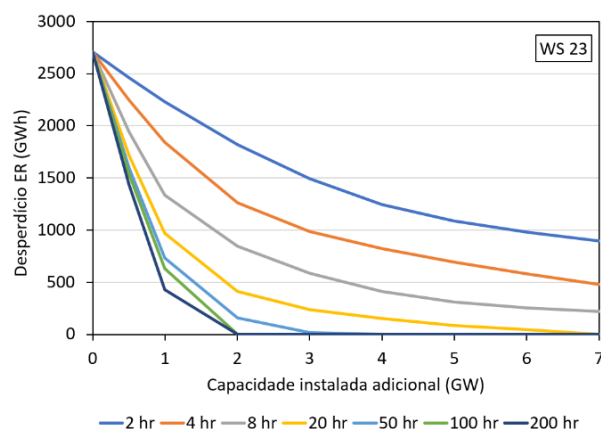
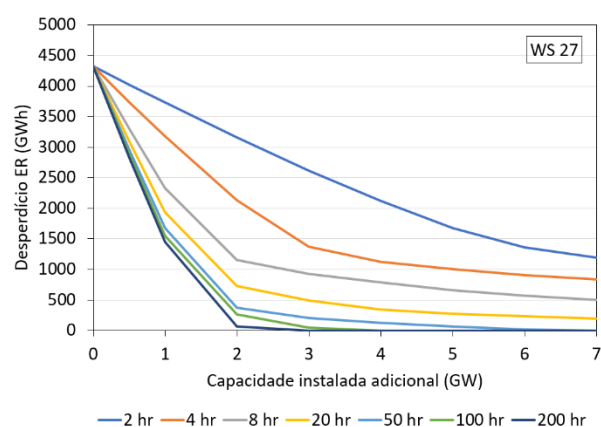


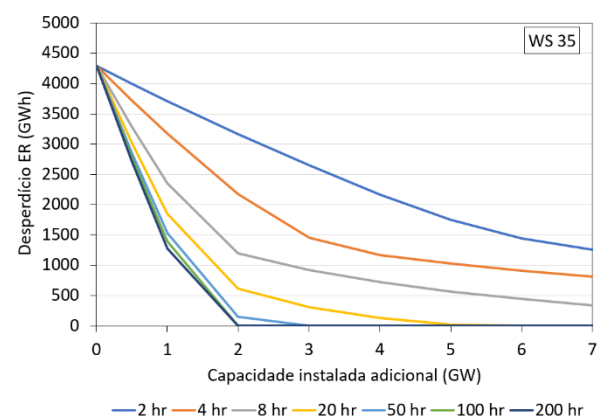
Figura 23 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	2711	2711	2711	2711	2711	2711	2711
0,5	2460	2245	1941	1719	1601	1537	1437
1,0	2230	1843	1338	970	734	629	429
2,0	1821	1261	846	413	157	0	0
3,0	1492	986	586	237	17	0	0
4,0	1246	823	410	152	0	0	0
5,0	1087	696	312	86	0	0	0
6,0	981	581	256	44	0	0	0
7,0	896	482	220	0	0	0	0



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	4324	4324	4324	4324	4324	4324	4324
0,5	4022	3738	3294	3089	2952	2878	2826
1,0	3729	3175	2327	1936	1678	1547	1447
2,0	3162	2132	1154	733	371	267	67
3,0	2619	1372	927	496	203	47	0
4,0	2118	1122	783	343	126	0	0
5,0	1681	1008	663	275	70	0	0
6,0	1362	910	568	234	19	0	0
7,0	1195	837	503	194	0	0	0



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	4293	4293	4293	4293	4293	4293	4293
0,5	3993	3717	3288	3022	2848	2766	2707
1,0	3707	3177	2358	1854	1535	1395	1279
2,0	3163	2179	1201	614	147	0	0
3,0	2653	1455	919	310	0	0	0
4,0	2172	1166	720	127	0	0	0
5,0	1756	1025	564	24	0	0	0
6,0	1449	911	444	0	0	0	0
7,0	1262	811	337	0	0	0	0

Figura 24 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 1

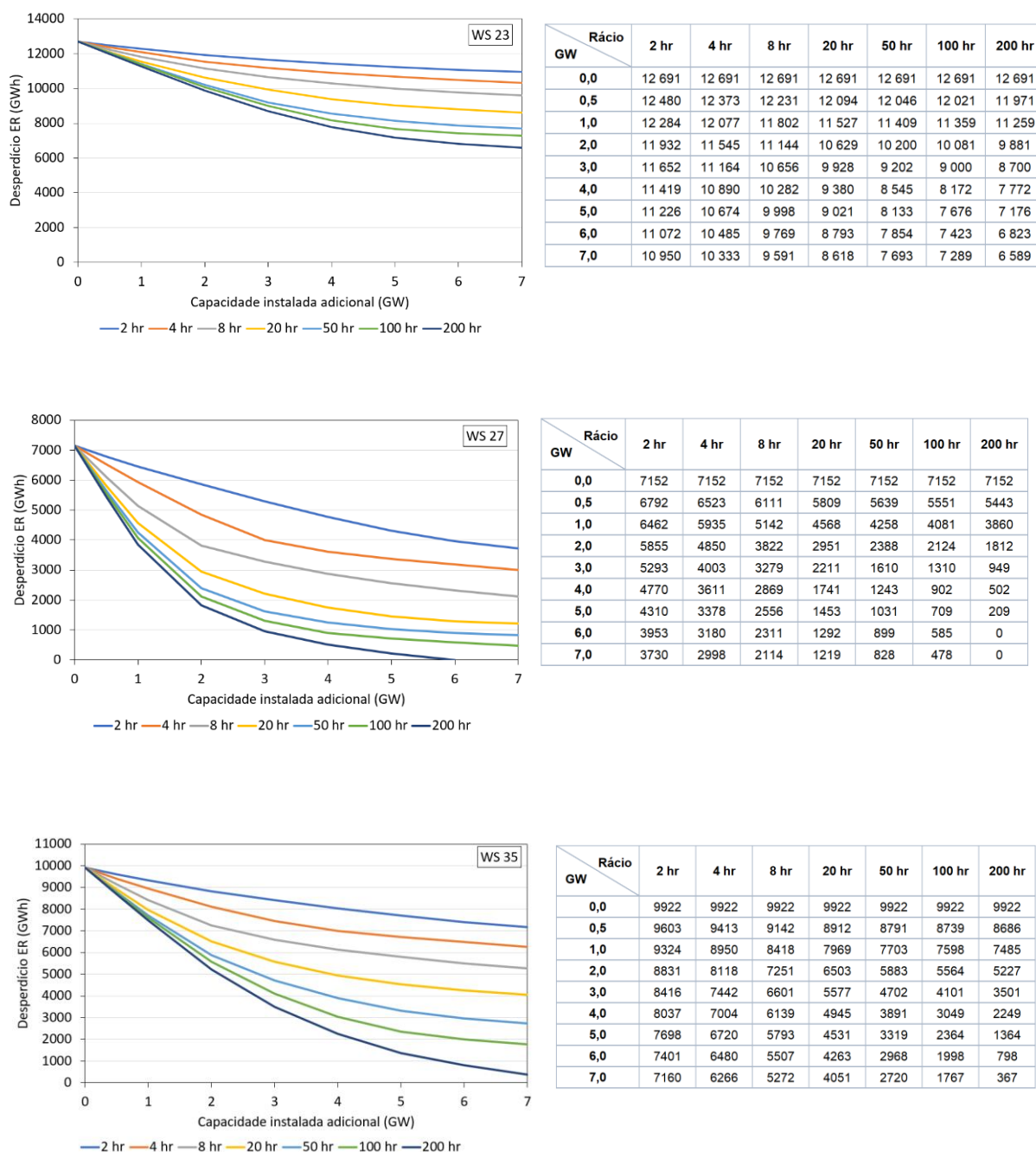
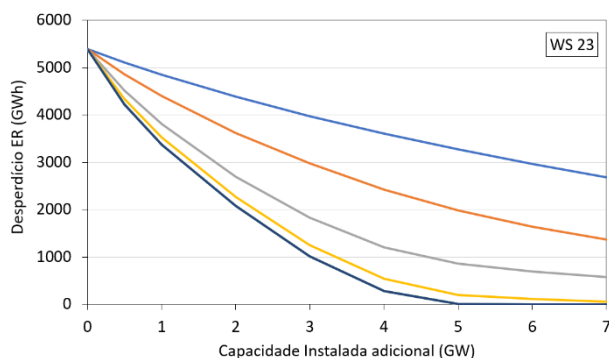
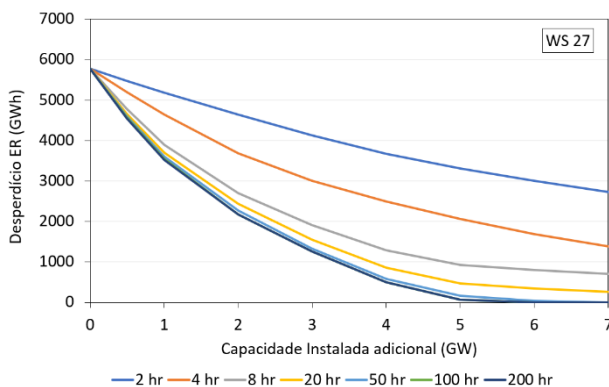


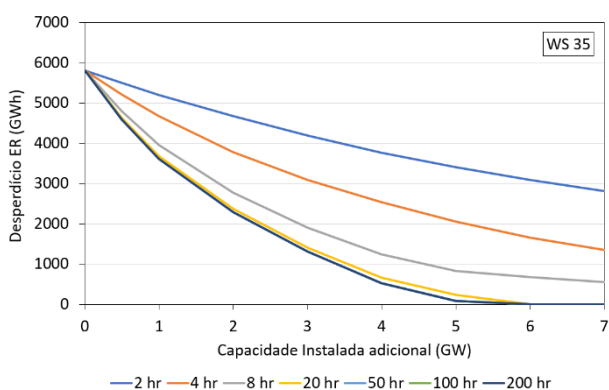
Figura 25 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2030, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 2



GW \ Rácio	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	5390	5390	5390	5390	5390	5390	5390
0,5	5108	4865	4519	4340	4236	4226	4226
1,0	4848	4403	3809	3522	3369	3369	3369
2,0	4384	3619	2701	2270	2075	2075	2075
3,0	3972	2975	1829	1254	1012	1012	1012
4,0	3604	2428	1209	539	283	283	283
5,0	3271	1991	864	206	12	12	12
6,0	2965	1647	700	112	0	0	0
7,0	2682	1370	583	52	0	0	0



GW \ Rácio	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	5785	5785	5785	5785	5785	5785	5785
0,5	5477	5195	4779	4653	4603	4572	4547
1,0	5189	4642	3892	3698	3602	3545	3517
2,0	4638	3684	2706	2433	2268	2182	2182
3,0	4124	3012	1908	1555	1326	1258	1258
4,0	3678	2495	1288	865	586	501	501
5,0	3309	2060	925	467	165	75	75
6,0	3007	1696	797	347	40	0	0
7,0	2735	1383	710	266	0	0	0



GW \ Rácio	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	5810	5810	5810	5810	5810	5810	5810
0,5	5500	5219	4805	4644	4597	4597	4597
1,0	5208	4683	3960	3681	3619	3619	3619
2,0	4673	3776	2768	2369	2291	2291	2291
3,0	4191	3099	1907	1410	1309	1309	1309
4,0	3767	2546	1243	664	527	527	527
5,0	3406	2061	836	240	81	81	81
6,0	3094	1661	671	0	0	0	0
7,0	2812	1355	559	0	0	0	0

Quadro 14 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis 2030 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS23
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		2,7	Total em TWh		
			Valores horários		310,3	Média em MW		
					1552,5	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		7448,0	Média em MW		
					30810,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	91,2	Média em MWh		
					409,4	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
				Primavera	352,7	Média em MWh		
					948,2	Máximo em MWh		
					41,6	Mínimo em MWh		
				Verão	405,3	Média em MWh		
					1008,4	Máximo em MWh		
					48,5	Mínimo em MWh		
				Outono	388,8	Média em MWh		
					1025,8	Máximo em MWh		
					53,9	Mínimo em MWh		

Quadro 15 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 23 - Sensibilidade 1)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS23 - Sens. 1
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		12,7	Total em TWh		
			Valores horários		1452,8	Média em MWh		
					4608,5	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		34866,4	Média em MW		
					88297,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	1800,3	Média em MWh		
					2398,6	Máximo em MWh		
					1372,5	Mínimo em MWh		
				Primavera	1310,0	Média em MWh		
					1657,4	Máximo em MWh		
					891,1	Mínimo em MWh		
				Verão	856,4	Média em MWh		
					1376,2	Máximo em MWh		
					450,0	Mínimo em MWh		
				Outono	1854,8	Média em MWh		
					2250,5	Máximo em MWh		
					1588,4	Mínimo em MWh		

Quadro 16 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 23 - Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS23 - Sens. 2
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		5,4	Total em TWh		
			Valores horários		617,0	Média em MW		
					5437,3	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		14807,7	Média em MW		
					59821,9	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	639,5	Média em MWh		
					2276,9	Máximo em MWh		
					9,7	Mínimo em MWh		
				Primavera	1107,7	Média em MWh		
					3667,1	Máximo em MWh		
					1,7	Mínimo em MWh		
				Verão	463,5	Média em MWh		
					1956,2	Máximo em MWh		
					4,6	Mínimo em MWh		
				Outono	259,2	Média em MWh		
					1133,7	Máximo em MWh		
					7,3	Mínimo em MWh		

Quadro 17 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS27
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		4,3	Total em TWh		
			Valores horários		495,0	Média em MW		
					1731,1	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		11879,5	Média em MW		
					40775,2	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	565,8	Média em MWh		
					1397,7	Máximo em MWh		
					143,4	Mínimo em MWh		
				Primavera	569,3	Média em MWh		
					1297,5	Máximo em MWh		
					87,3	Mínimo em MWh		
				Verão	451,5	Média em MWh		
					1354,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
				Outono	85,5	Média em MWh		
					1236,7	Máximo em MWh		
					48,8	Mínimo em MWh		

Quadro 18 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27 – Sensibilidade 1)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS27 - Sens. 1
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		7,2	Total em TWh		
			Valores horários		818,6	Média em MW		
					4855,2	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		19647,4	Média em MW		
					75149,3	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	879,4	Média em MWh		
					1696,8	Máximo em MWh		
					285,0	Mínimo em MWh		
				Primavera	958,4	Média em MWh		
					1595,1	Máximo em MWh		
					474,8	Mínimo em MWh		
				Verão	605,8	Média em MWh		
					1497,0	Máximo em MWh		
					83,7	Mínimo em MWh		
				Outono	833,9	Média em MWh		
					1569,0	Máximo em MWh		
					246,6	Mínimo em MWh		

Quadro 19 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 27 – Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS27 - Sens. 2
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		5,8	Total em TWh		
			Valores horários		662,2	Média em MW		
					5713,1	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		15893,0	Média em MW		
					67644,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	712,2	Média em MWh		
					2659,6	Máximo em MWh		
					19,6	Mínimo em MWh		
				Primavera	1100,6	Média em MWh		
					3652,4	Máximo em MWh		
					1,1	Mínimo em MWh		
				Verão	550,5	Média em MWh		
					2256,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
				Outono	287,2	Média em MWh		
					1264,7	Máximo em MWh		
					1,0	Mínimo em MWh		

Quadro 20 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS35
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		4,3	Total em TWh		
			Valores horários		491,4	Média em MW		
					1724,0	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		491,4	Média em MW		
					40671,6	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	506,4	Média em MWh		
					1496,2	Máximo em MWh		
					56,3	Mínimo em MWh		
				Primavera	569,7	Média em MWh		
					1285,7	Máximo em MWh		
					90,6	Mínimo em MWh		
				Verão	490,4	Média em MWh		
					1316,7	Máximo em MWh		
					20,6	Mínimo em MWh		
				Outono	399,1	Média em MWh		
					1182,8	Máximo em MWh		
					54,4	Mínimo em MWh		

Quadro 21 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35 – Sensibilidade 1)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS35 - Sens. 1
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		9,9	Total em TWh		
			Valores horários		1135,8	Média em MW		
					4866,6	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		27259,3	Média em MW		
					90973,0	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	1134,4	Média em MWh		
					1862,5	Máximo em MWh		
					525,9	Mínimo em MWh		
				Primavera	1049,3	Média em MWh		
					1440,3	Máximo em MWh		
					622,5	Mínimo em MWh		
				Verão	883,0	Média em MWh		
					1456,4	Máximo em MWh		
					321,7	Mínimo em MWh		
				Outono	1479,2	Média em MWh		
					1845,5	Máximo em MWh		
					1000,2	Mínimo em MWh		

Quadro 22 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2030 (WS 35 – Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2030	WS35 - Sens. 2
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		5,8	Total em TWh		
			Valores horários		665,1	Média em MW		
					5680,2	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		15962,8	Média em MW		
					64791,7	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	578,3	Média em MWh		
					2389,2	Máximo em MWh		
					2,6	Mínimo em MWh		
				Primavera	1038,0	Média em MWh		
					3417,1	Máximo em MWh		
					4,7	Mínimo em MWh		
				Verão	650,4	Média em MWh		
					2507,1	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
				Outono	393,0	Média em MWh		
					1693,0	Máximo em MWh		
					15,3	Mínimo em MWh		

Ano 2035

Figura 26 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 23)

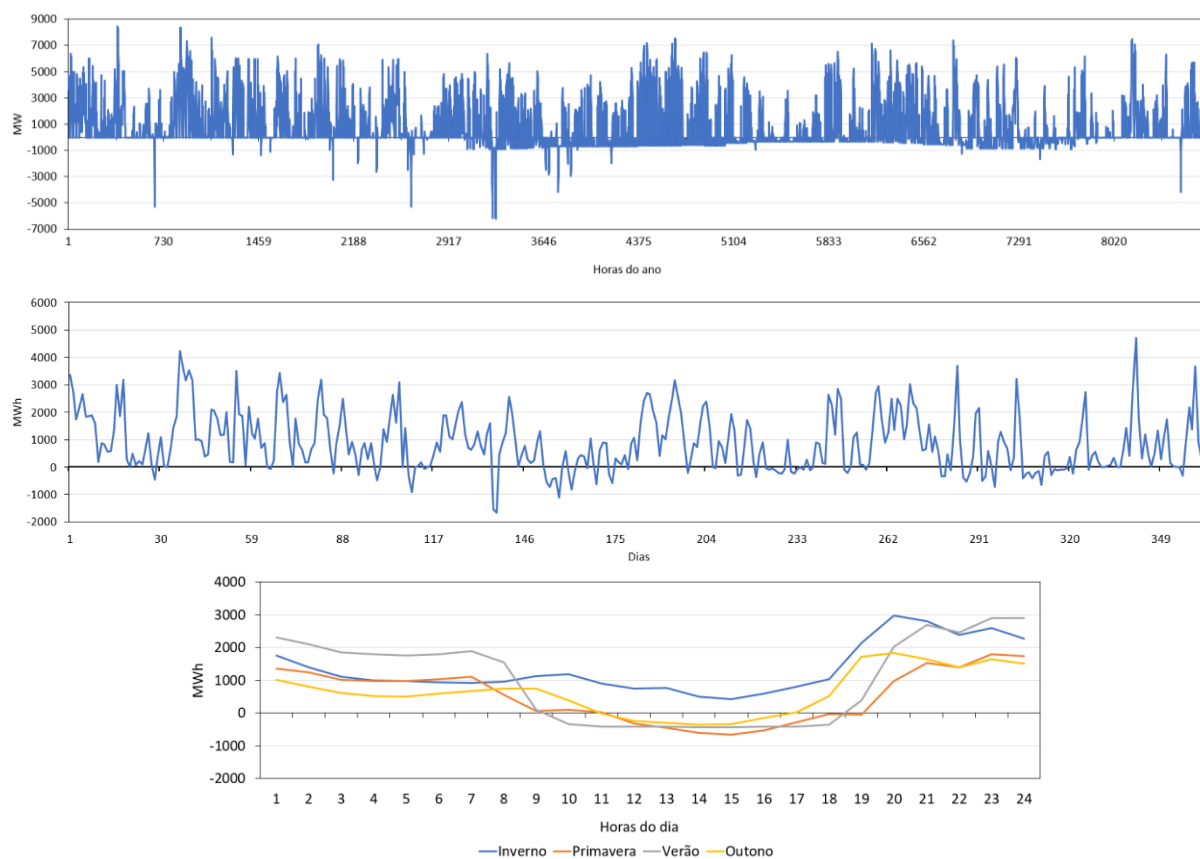


Figura 27 - Carga residual horária, diária, e sazonal resultante do ED do ERAA 2025 para 2035 (WS 27)

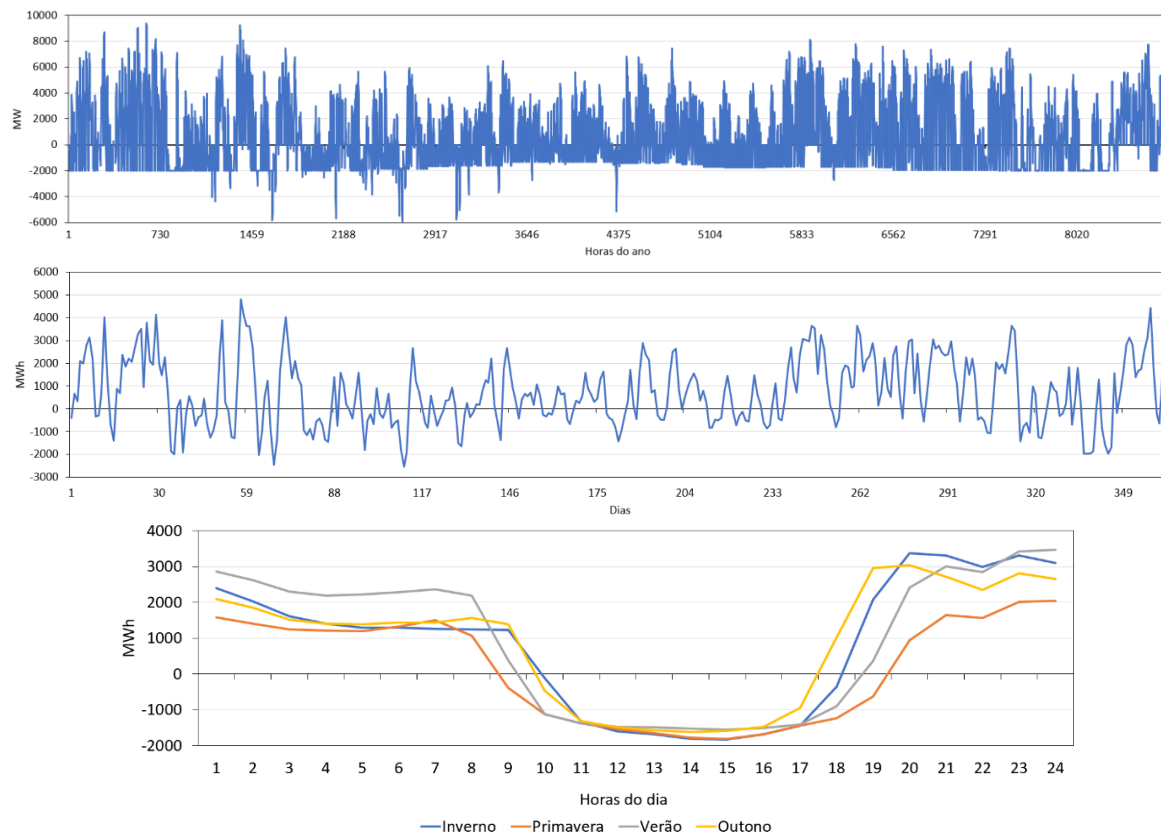


Figura 28 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 23)

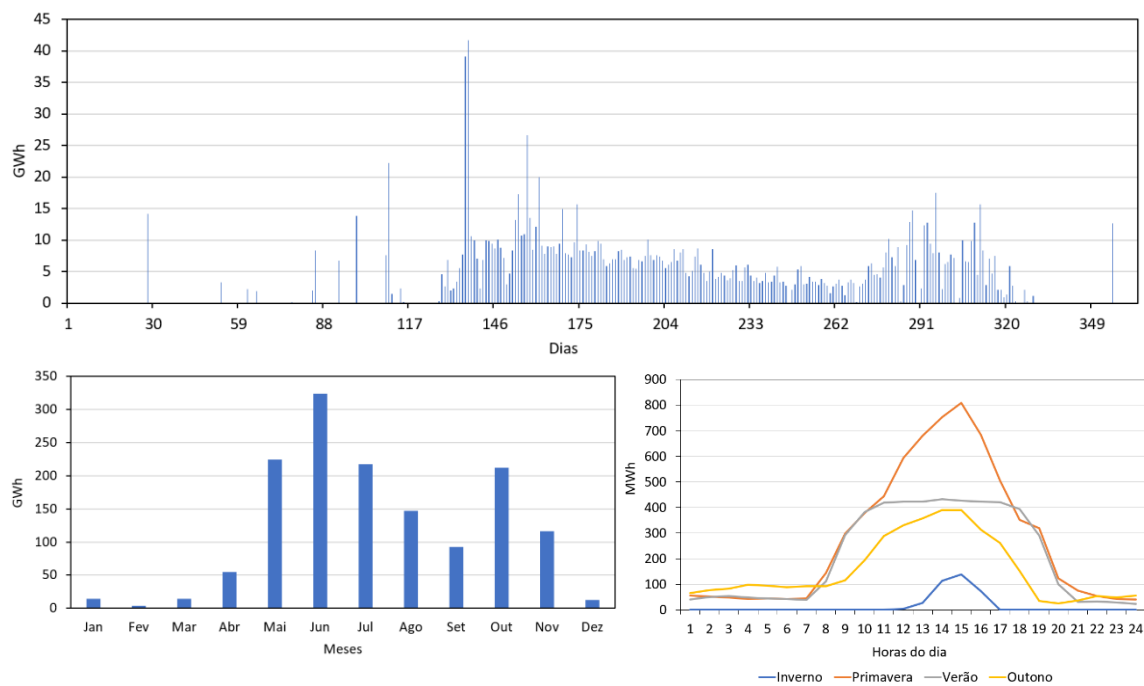


Figura 29 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 23, Sensibilidade 2)

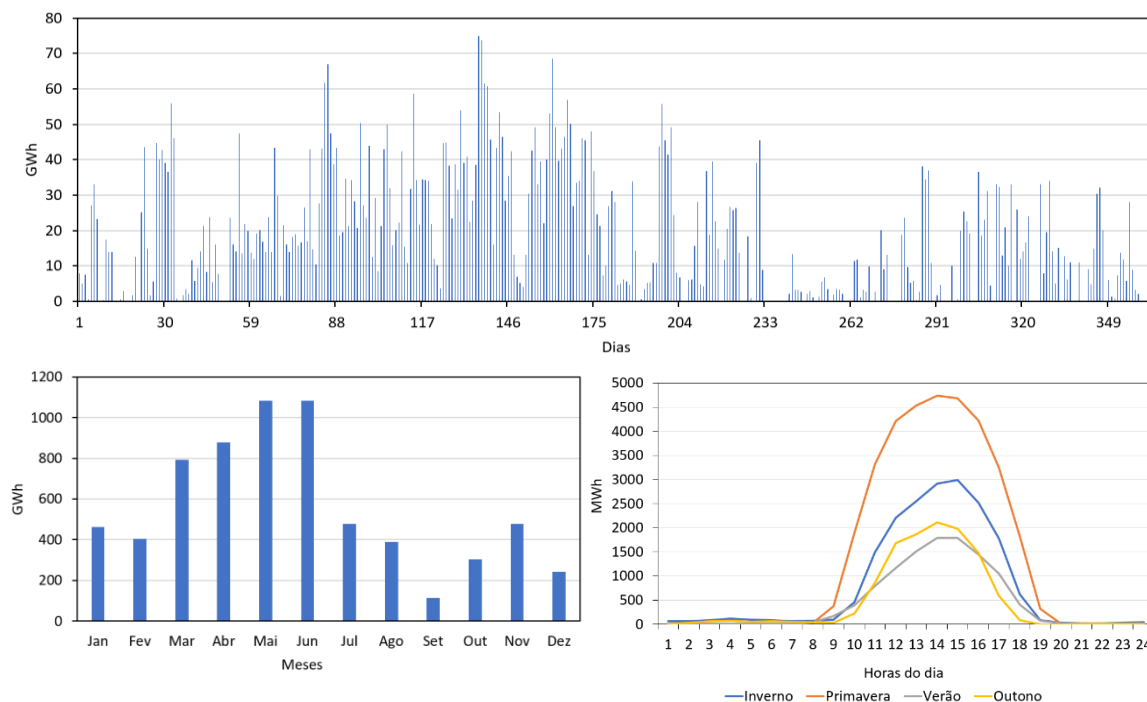


Figura 30 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 27)

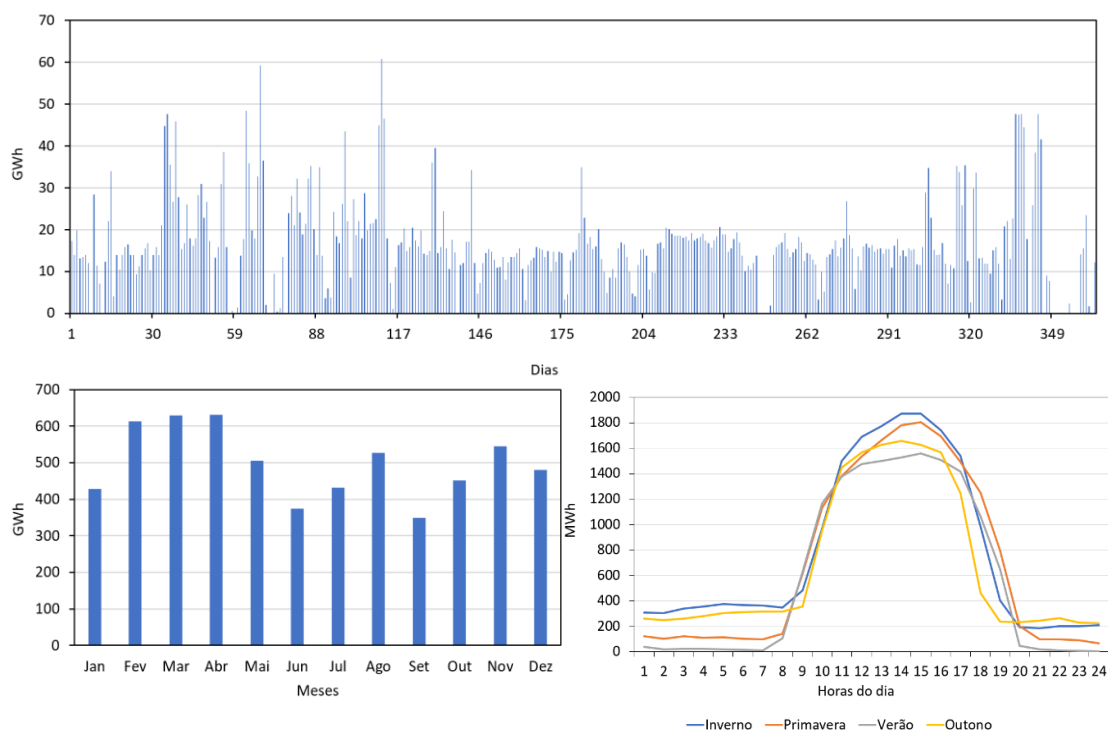


Figura 31 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 27, Sensibilidade 2)

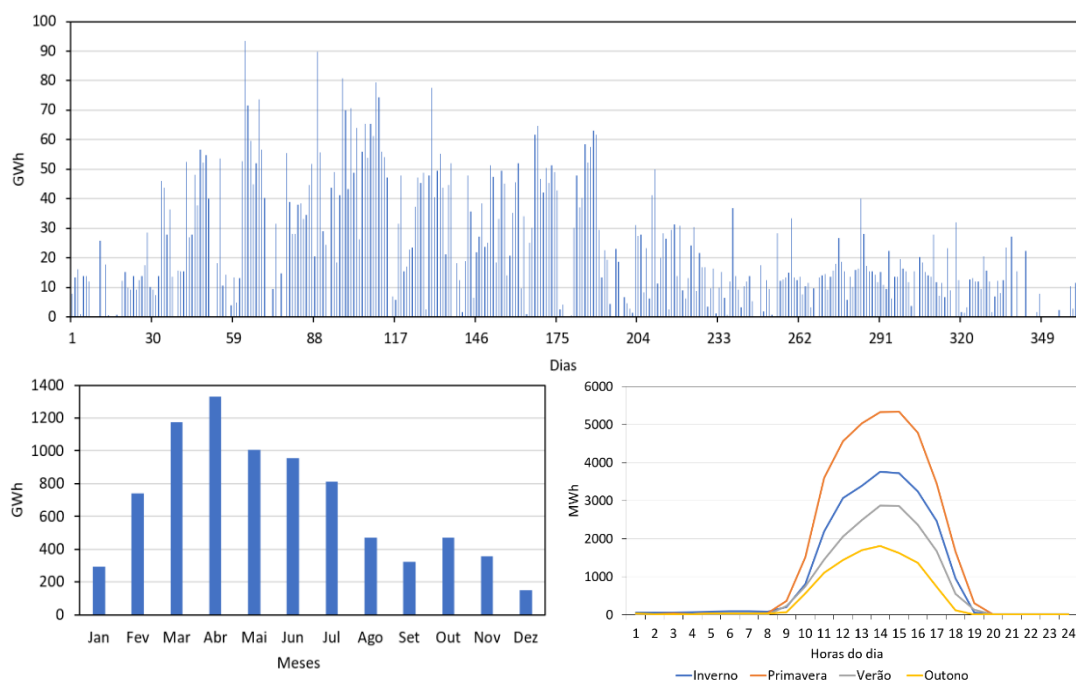


Figura 32 - Desperdício de energia renovável em base diária, mensal e sazonal (2035, WS 35, Sensibilidade 2)

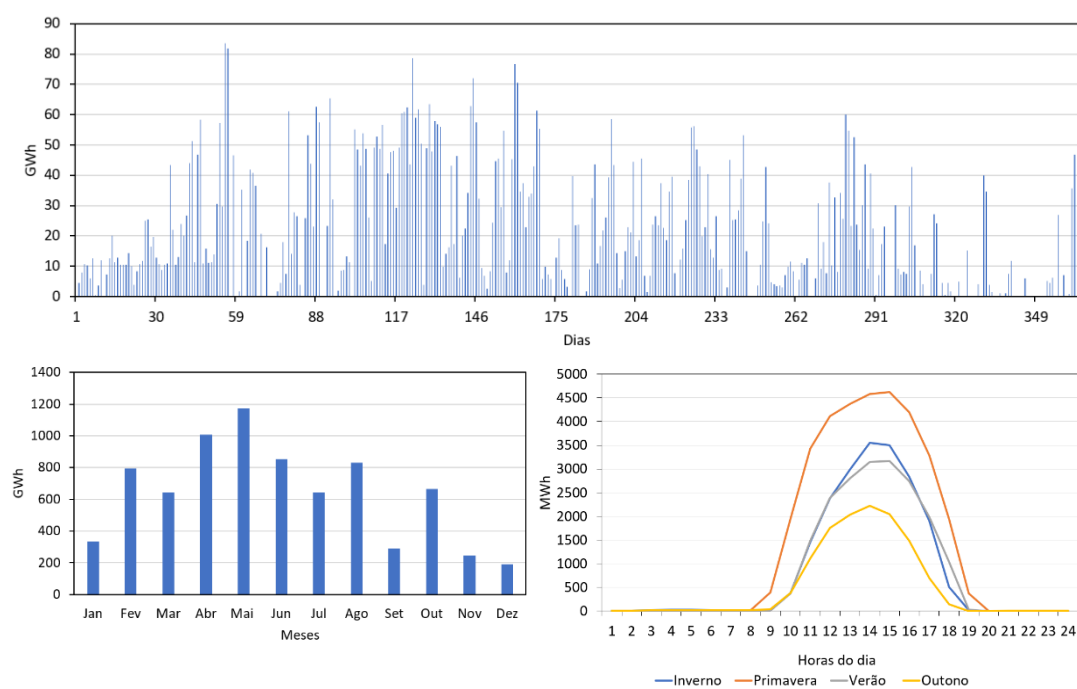
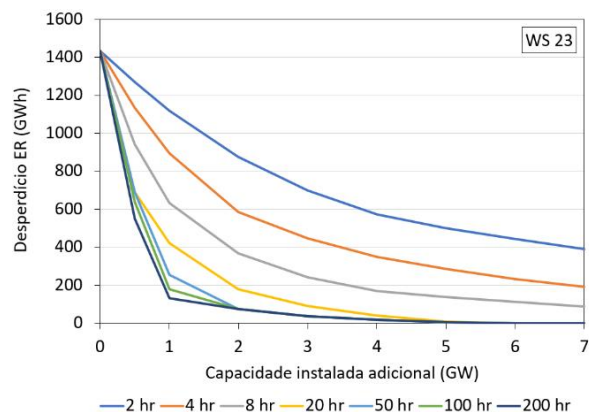
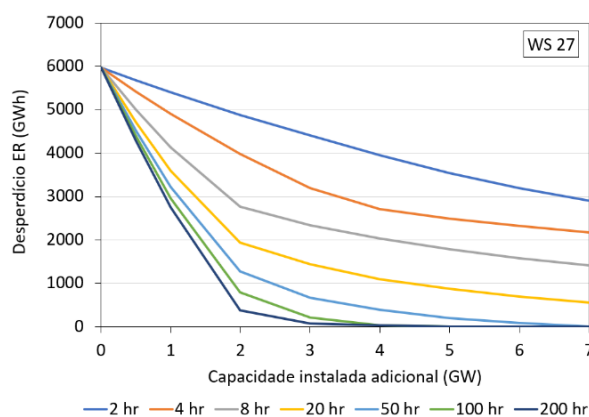


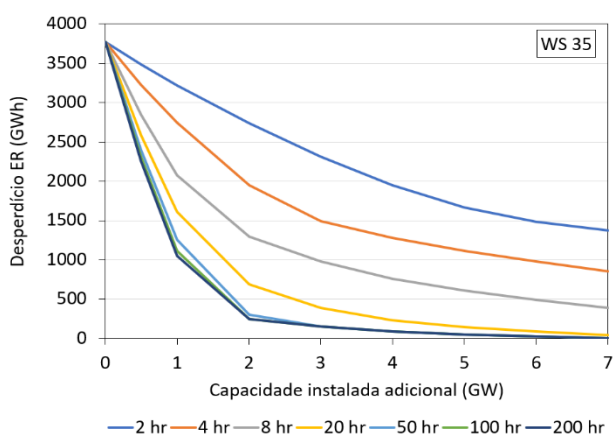
Figura 33 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	1433	1433	1433	1433	1433	1433	1433
0,5	1269	1134	942	689	689	639	549
1,0	1118	893	633	420	255	178	131
2,0	876	585	369	177	76	74	74
3,0	697	447	241	90	38	38	38
4,0	573	350	170	40	16	16	16
5,0	499	286	136	8	5	5	5
6,0	442	233	112	0	0	0	0
7,0	389	192	88	0	0	0	0

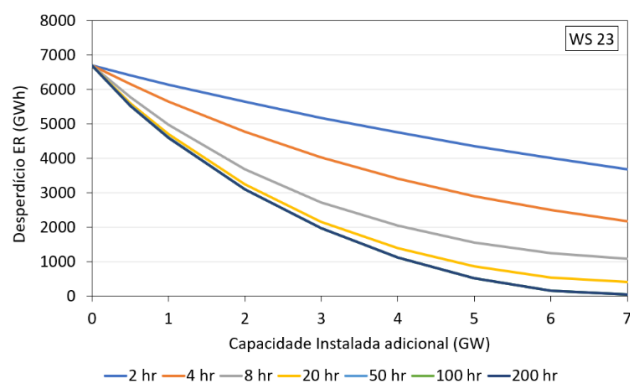


Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	5963	5963	5963	5963	5963	5963	5963
0,5	5674	5417	5001	4710	4521	4395	4286
1,0	5398	4904	4134	3592	3218	2962	2748
2,0	4883	3975	2766	1937	1282	787	380
3,0	4403	3197	2341	1436	663	210	71
4,0	3954	2714	2039	1101	395	27	27
5,0	3542	2492	1783	872	206	6	6
6,0	3187	2327	1583	692	85	0	0
7,0	2901	2174	1415	560	11	0	0

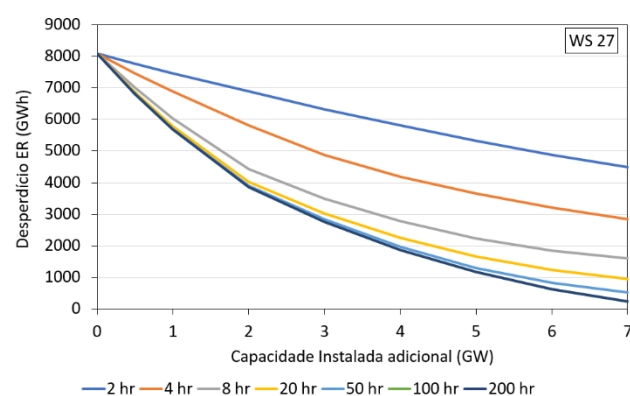


Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	3770	3770	3770	3770	3770	3770	3770
0,5	3484	3228	2849	2592	2398	2310	2259
1,0	3220	2744	2075	1612	1258	1116	1053
2,0	2738	1953	1295	690	301	246	246
3,0	2310	1489	983	389	153	153	153
4,0	1946	1276	759	230	91	91	91
5,0	1666	1113	608	146	51	51	51
6,0	1488	977	488	87	25	25	25
7,0	1372	857	388	45	0	0	0

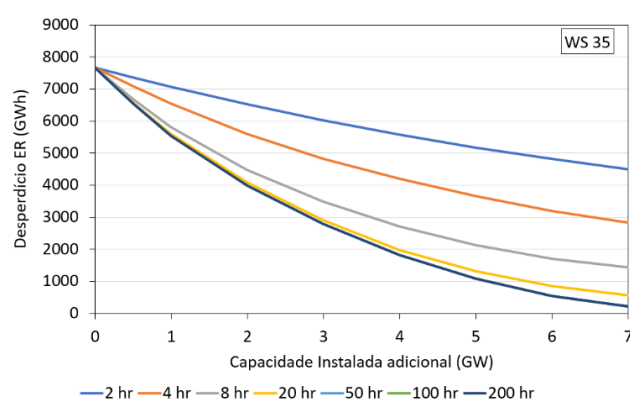
Figura 34 - Desperdício de energia renovável tendo em conta o rácio de energia/potência de recursos de flexibilidade para 2035, cenários WS 23, 27 e 35, Sensibilidade 2



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	6710	6710	6710	6710	6710	6710	6710
0,5	6418	6154	5769	5593	5531	5519	5519
1,0	6144	5650	4975	4701	4604	4597	4597
2,0	5640	4768	3682	3251	3103	3103	3103
3,0	5178	4019	2726	2159	1964	1964	1964
4,0	4754	3407	2036	1386	1113	1113	1113
5,0	4362	2903	1552	862	511	511	511
6,0	4009	2500	1248	542	152	152	152
7,0	3688	2172	1078	399	51	51	51



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	8078	8078	8078	8078	8078	8078	8078
0,5	7758	7464	7005	6865	6828	6816	6816
1,0	7453	6886	6030	5782	5710	5686	5686
2,0	6878	5812	4434	4031	3900	3853	3853
3,0	6327	4881	3493	3023	2834	2765	2765
4,0	5800	4184	2785	2242	1965	1873	1873
5,0	5312	3653	2241	1668	1305	1165	1165
6,0	4872	3214	1849	1239	836	623	623
7,0	4491	2845	1595	961	528	246	246



Rácio GW	2 hr	4 hr	8 hr	20 hr	50 hr	100 hr	200 hr
0,0	7663	7663	7663	7663	7663	7663	7663
0,5	7362	7082	6681	6565	6537	6537	6537
1,0	7073	6536	5810	5587	5537	5537	5537
2,0	6527	5589	4483	4079	3996	3996	3996
3,0	6028	4827	3486	2902	2795	2795	2795
4,0	5575	4201	2711	1984	1828	1828	1828
5,0	5169	3657	2130	1329	1082	1082	1082
6,0	4814	3192	1707	857	546	546	546
7,0	4495	2825	1443	565	215	215	215

Quadro 23 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS23
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		1,4	Total em TWh		
			Valores horários		164,0	Média em MW		
					6220,2	Máximo em MW		
			Valores diários		0,0	Mínimo em MW		
					3936,3	Média em MW		
			Valores sazonais	Inverno	41628,0	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					14,8	Média em MWh		
				Primavera	138,2	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					276,1	Média em MWh		
				Verão	808,0	Máximo em MWh		
					40,7	Mínimo em MWh		
					207,1	Média em MWh		
				Outono	432,1	Máximo em MWh		
					24,2	Mínimo em MWh		
					155,9	Média em MWh		
					389,8	Máximo em MWh		
					26,2	Mínimo em MWh		

Quadro 24 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 23 – Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS23 - Sens. 2
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		6,7	Total em TWh		
			Valores horários		768,1	Média em MW		
					12121,2	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
					18433,3	Média em MW		
			Valores diários		74824,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					768,6	Média em MWh		
			Inverno		2983,6	Máximo em MWh		
					19,2	Mínimo em MWh		
					1393,5	Média em MWh		
			Primavera		4734,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					444,2	Média em MWh		
			Verão		1789,9	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					469,5	Média em MWh		
			Outono		2106,9	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		

Quadro 25 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS27	
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		6,0	Total em TWh			
			Valores horários		682,6	Média em MW			
					5916,2	Máximo em MW			
					0,0	Mínimo em MW			
					16381,4	Média em MW			
			Valores diários		60747,1	Máximo em MWh			
					0,0	Mínimo em MWh			
				Valores sazonais	Inverno	773,3			Média em MWh
						1871,7			Máximo em MWh
			184,9			Mínimo em MWh			
			Primavera			691,3			Média em MWh
					1805,3	Máximo em MWh			
					64,6	Mínimo em MWh			
					Verão	591,8			Média em MWh
			1557,7			Máximo em MWh			
			1,8			Mínimo em MWh			
			Outono			675,9			Média em MWh
					1656,8	Máximo em MWh			
		224,3			Mínimo em MWh				

Quadro 26 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 27 – Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS27 - Sens. 2
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		8,1	Total em TWh		
			Valores horários		924,6	Média em MW		
					11592,1	Máximo em MW		
			Valores diários		0,0	Mínimo em MW		
					22191,4	Média em MW		
					93555,7	Máximo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	0,0	Mínimo em MWh		
					1021,4	Média em MWh		
					3764,2	Máximo em MWh		
				Primavera	15,7	Mínimo em MWh		
					1506,1	Média em MWh		
					5336,4	Máximo em MWh		
				Verão	0,0	Mínimo em MWh		
					726,5	Média em MWh		
					2869,7	Máximo em MWh		
				Outono	0,0	Mínimo em MWh		
					447,7	Média em MWh		
					1806,9	Máximo em MWh		
		0,0		Mínimo em MWh				

Quadro 27 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS35
		Redução de produção renovável	Redução de produção renovável		3,8	Total em TWh		
			Valores horários		431,6	Média em MW		
					9551,6	Máximo em MW		
					0,0	Mínimo em MW		
			Valores diários		10357,4	Média em MW		
					59454,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
			Valores sazonais	Inverno	583,5	Média em MWh		
					1802,6	Máximo em MWh		
					71,8	Mínimo em MWh		
				Primavera	443,1	Média em MWh		
					1419,6	Máximo em MWh		
					11,5	Mínimo em MWh		
				Verão	345,3	Média em MWh		
					1147,9	Máximo em MWh		
					9,6	Mínimo em MWh		
				Outono	356,9	Média em MWh		
					1071,5	Máximo em MWh		
					49,5	Mínimo em MWh		

Quadro 28 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade para integração de renováveis para 2035 (WS 35 – Sensibilidade 2)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador		Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário
Sistema	Integração de renováveis	Objectivo de redução de FER	-		0,0	TWh	2035	WS35 - Sens. 2
			Redução de produção renovável		7,7	Total em TWh		
		Redução de produção renovável	Valores horários		877,1	Média em MW		
					15452,6	Máximo em MW		
			Valores diários		0,0	Mínimo em MW		
					21051,4	Média em MW		
			Valores sazonais	Inverno	83623,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					819,1	Média em MWh		
				Primavera	3555,5	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					1387,3	Média em MWh		
				Verão	4626,1	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					798,4	Média em MWh		
				Outono	3168,7	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		
					504,0	Média em MWh		
					2224,4	Máximo em MWh		
					0,0	Mínimo em MWh		

Necessidades de flexibilidade de sistema – Rampas de geração, Artigo nº 9 FNAM

Ano 2030

Quadro 29 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	3,82	MW	2030	WS23	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	1596,59	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	3,94	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1274,38	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	821,98	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	688,46	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,00	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem e baterias.
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Quadro 30 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	33,02	MW	2030	WS27	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	1675,78	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	36,89	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1800,00	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	1489,12	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	1740,25	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,17	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem, baterias e eletrolisadores
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	1484,00	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Quadro 31 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2030 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	6,52	MW	2030	WS35	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	862,76	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	9,00	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1671,95	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	597,99	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	914,05	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,00	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem e baterias.
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Ano 2035

Quadro 32– Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	1,21	MW	2035	WS23	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	539,05	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	2,71	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1833,00	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	326,38	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	789,25	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,03	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem, baterias e eletrolisadores
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	293,37	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Quadro 33 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	5,13	MW	2035	WS27	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	750,62	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	16,84	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1860,53	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	591,50	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	1730,49	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,03	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem, baterias e eletrolisadores
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	270,51	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Quadro 34 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de Rampas de geração para 2035 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Rampas	Necessidades de flexibilidade (rampas de variação rápida de potência)	Média (rampas a subir)	2,70	MW	2035	WS35	Valor anual
			Máximo (rampas a subir)	765,27	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a subir)	0,00	MW			Valor horário
			Média (rampas a descer)	3,79	MW			Valor anual
			Máximo (rampas a descer)	1559,65	MW			Valor horário
			Mínimo (rampas a descer)	0,00	MW			Valor horário
			Percentil relevante a subir (99,9%)	431,97	MW			Valor horário
			Percentil relevante a descer (99,9%)	764,08	MW			Valor horário
		Necessidades não cobertas (rampas a subir)	Média	0,01	MW			Após mobilização de albufeiras, bombagem, baterias e eletrolisadores
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	58,38	MWh			
		Necessidades não cobertas (rampas a descer)	Média	0,00	MW			
			Percentil relevante (99,9%)	0,00	MW			
			Energia total equivalente não coberta	0,00	MWh			

Necessidades de flexibilidade de sistema – Curto-prazo, Artigo nº 10 FNAM

Ano 2030

Quadro 35 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2220	MW	2030	WS23	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	438	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	2835	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	521	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

Quadro 36 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2223	MW	2030	WS27	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	439	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	2842	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	526	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

Quadro 37 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2030 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2154	MW	2030	WS35	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	433	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	2757	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	516	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

Ano 2035

Quadro 38 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 23)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2451	MW	2035	WS23	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	486	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	3138	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	581	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

Quadro 39 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 27)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2465	MW	2035	WS27	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	488	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	3156	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	585	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

Quadro 40 – Detalhes dos resultados de necessidades de flexibilidade de curto prazo para 2035 (WS 35)

Tipo	Necessidades de flexibilidade	Indicador	Sub-indicador	Valor	Unidade	Ano alvo	Cenário	Comentários
Sistema	Necessidades de curto prazo	Erro de previsão da carga residual a subir	Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (máximo)	2406	MW	2035	WS35	previsão no dia D-1; necessidades brutas
			Percentil relevante do erro de previsão: p99,9% (mínimo)	482	MW			
		Erro de previsão da carga residual a descer	Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (máximo)	3080	MW			
			Percentil relevante do erro de previsão: p0,1% (mínimo)	576	MW			
		Necessidades de flexibilidade de curto prazo não cobertas	Necessidades não cobertas (a subir)		MW			cálculo de necessidades não cobertas indisponível na opção de pós-processamento
			Necessidades não cobertas (a descer)		MW			
			Energia total de necessidades não cobertas (a subir)		MWh			
			Energia total de necessidades não cobertas (a descer)		MWh			
			Número de horas de necessidades não cobertas		-			

IV. BARREIRAS À FLEXIBILIDADE

Barreira 1 - Ausência de um quadro jurídico adequado para o acesso ao mercado por parte de novos agentes e pequenos intervenientes

Indicador 1.1 - Indefinição das principais funções e responsabilidades dos novos intervenientes⁸⁹

Clientes Ativos		
Aspetos	Avaliação	Comentário
1. Existe e está em vigor toda a legislação primária e secundária necessária para garantir que os clientes finais tenham o direito de agir como clientes ativos e de exercer os seguintes direitos:		
a. Consumir e armazenar a eletricidade produzida nas suas instalações, situadas dentro de limites delimitados, ou a eletricidade autoproduzida ou partilhada noutras instalações.	Sim	DL n.º 15/2022 e Regulamento do Autoconsumo
b. Operar diretamente ou através de agregação.	Sim	DL n.º 15/2022 e Regulamento das Relações Comerciais
c. Vender a eletricidade autoproduzida, nomeadamente através de contratos bilaterais de energia.	Sim	DL n.º 15/2022 e Regulamento do Autoconsumo
d. Ao serem proprietários de uma instalação de armazenamento de energia, têm direito a uma ligação à rede num prazo razoável após o pedido, desde que estejam preenchidas todas as condições necessárias, tais como a definição da responsabilidade pelos desvios e a existência de meios de medição adequados.	Sim	DL n.º 15/2022 e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
1.1. Caso exista alguma legislação primária ou secundária ainda pendente, indicar o seu âmbito e a previsão para a sua entrada em vigor.	NAP	

Agregação		
Aspetos	Avaliação	Comentário
2. Indicar se e como estão definidas as seguintes atividades na legislação nacional:		
a. "Agregação", se definida de forma diferente em comparação com a Diretiva do Mercado Interno.	Definido de forma coerente com a Diretiva do Mercado Interno	n.º 1 do artigo 143.º do DL 15/2022
b. "Agregador Independente", se definido de forma diferente em comparação com a Diretiva do Mercado Interno.	Não existe uma definição direta de "Agregador Independente" na legislação nacional	Embora não exista uma definição direta, a legislação nacional permite que a atividade de agregação seja exercida tal como prevista na diretiva para os agregadores independentes
c. "Agregador", se definido, ou "participante no mercado envolvido em agregação", se definido de forma diferente em comparação com a Diretiva do Mercado Interno.	O DL n.º 15/2022 tem um capítulo dedicado à atividade de agregação. O Regulamento das Relações Comerciais define "Agregador" como a entidade que, nos termos da lei, consolida por agregação consumo e/ou produção de energia elétrica ou gás.	

⁸⁹ Nas tabelas que se seguem incluem-se as siglas NA – Não Avaliado, e NAP – Não Aplicável.

ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE EM PORTUGAL

3. Existe e está em vigor toda a legislação primária e secundária necessária para garantir que os clientes finais:		
a. Podem celebrar um contrato de agregação com qualquer participante no mercado envolvido em agregação, sem o consentimento das empresas de eletricidade com que tenha estabelecido compromissos contratuais (ou seja, o seu comercializador ou o seu BRP).	NA	
b. Quando tenham um contrato de agregação, não são sujeitos a pagamentos ou penalidades indevidas, nem quaisquer outras restrições contratuais indevidas, por parte dos seus comercializadores.	NA	
c. Não estão sujeitos a requisitos técnicos e administrativos, procedimentos ou encargos discriminatórios por parte do seu fornecedor com base na existência ou não de um contrato de agregação.	NA	
3.1. Caso exista alguma legislação primária ou secundária ainda pendente, indicar o seu âmbito e a previsão para a sua entrada em vigor.	NA	

Comunidades de Energia		
Aspetos	Avaliação	Comentário
4. Existe e está em vigor toda a legislação primária e secundária necessária para garantir que as Comunidades de Cidadãos para a Energia:	Sim	DL n.º 15/2022, Regulamento do Autoconsumo e Regulamento das Relações Comerciais
a. Podem exercer atividades de produção, incluindo a partir de fontes de energia renováveis, comercialização, consumo, agregação, armazenamento de energia e serviços de carregamento de veículos elétricos.	-	
b. Podem aceder a todos os mercados de eletricidade, diretamente ou através de agregação, de forma não discriminatória.	-	
c. São tratadas de forma não discriminatória e proporcional no que diz respeito às suas atividades, direitos e obrigações, enquanto clientes finais, produtores, comercializadores ou participantes em mercado envolvidos em agregação.	-	
4.1. Caso exista alguma legislação primária ou secundária ainda pendente, indicar o seu âmbito e a previsão para a sua entrada em vigor.	-	
5. Existe e está em vigor toda a legislação primária e secundária necessária para garantir que as Comunidades de Energia Renovável:	Sim	DL n.º 15/2022 ao nível da regulamentação as comunidades são equiparadas a qualquer outro agente, podendo aceder às atividades existentes desde que obtenham a credenciação necessária.
a. Podem produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, incluindo através de contratos bilaterais de energia.	-	
b. Podem aceder a todos os mercados de eletricidade adequados, diretamente ou através de agregação, de forma não discriminatória.	-	
c. Não são sujeitas a tratamento discriminatório no que diz respeito às suas atividades, direitos e obrigações, enquanto clientes finais, produtores, comercializadores ou no que diz respeito a outros tipos de participação em mercado.	-	
5.1. Caso exista alguma legislação primária ou secundária ainda pendente, indicar o seu âmbito e a previsão para a sua entrada em vigor.	-	

Armazenamento de Energia <i>behind-the-meter</i>		
Aspetos	Avaliação	Comentário
6. É permitido combinar e ligar no mesmo ponto de acesso à rede, instalações de armazenamento com os seguintes tipos de instalações:		
a. Instalações de produção de energia renovável, como "armazenamento colocalizado".	Sim	DL n.º 15/2022, Despacho n.º 1859/2025 e Regulamento do Autoconsumo
b. Pontos de carregamento de veículos elétricos.	Sim	alínea f) do n.º 1 do Artigo 15.º do DL n.º 93/2025
c. Instalações de consumo de clientes finais.	Sim	Embora permitido, não existe procedimento simplificado para instalar armazenamento de pequena dimensão. O armazenamento de 1 MW ou inferior requer registo.
6.1. Explicar quaisquer combinações que não sejam permitidas, assim como condições ou restrições que se possam aplicar às combinações permitidas (e.g., tamanho ou tipo de armazenamento de energia ou instalação com a qual se combine, restrições de operação da instalação de armazenamento ou da instalação com a qual se combine, etc.).	-	

Modelos de Agregação		
Aspetos	Avaliação	Comentário
7. Indicar e explicar de forma breve o modelo(s) de agregação com mais do que uma BRP por ponto de ligação que estão implementadas para cada mercado de eletricidade e produto/serviço de operação de sistema:	NA	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
7.1. Indicar se algum dos modelos de agregação implementados não estão disponíveis para algum tipo de utilizadores (e.g., utilizadores do sistema ligados a determinados níveis de tensão, clientes ativos com armazenamento colocalizado, etc.) ou estão disponíveis sujeitos a algum tipo de condições ou restrições específicas.	-	

Indicador 1.2 - Restrições de acesso a mercados devido a ausência de elegibilidade legal

Agregação		
Aspetos	Avaliação	Comentário
8. Algum dos participantes em mercado seguintes não tem permissão legal para participar em mercados de eletricidade ou produtos/serviços de operação de sistema:	NA	
a. Participantes no mercado envolvidos em agregação, excluindo os agregadores independentes	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
b. Agregadores independentes	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
8.1. Explicar restrições existentes (e.g., participante em mercado XX não tem permissão legal para aceder ao mercado YY devido à razão ZZ).	-	

Participação direta		
Aspetos	Avaliação	Comentário
9. Algum dos agentes seguintes não tem permissão legal para participar diretamente em mercados de eletricidade ou serviços de operação de sistema:	NA	
a. Clientes finais domésticos	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
b. Clientes finais do setor do comércio	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
c. Clientes finais do setor do industrial	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
d. Produtores de energia renovável	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
e. Operadores de instalações de armazenamento de energia	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
f. Comunidades de cidadãos para a energia	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
g. Comunidades de energia renovável	-	
- Diário	-	
- Intradiário	-	
- FCR	-	
- aFRR	-	
- mFRR	-	
- Gestão de congestionamentos ORT	-	
- Gestão de congestionamentos ORD	-	
9.1. Explicar restrições existentes (e.g., agente XX não tem permissão legal para aceder ao mercado YY devido à razão ZZ).	-	

Indicador 1.3 - Falta de clareza no enquadramento para acesso aos dados dos clientes finais

Aspetos	Avaliação	Comentário
10. O Estado-Membro já implementou o modelo de referência para o acesso aos dados de medição e consumo, incluindo os diversos papéis, troca de informação e procedimentos, nos termos do Artigo 3.º do Regulamento de implementação (UE) n.º 2023/1162, da Comissão?	Sim	
10.1. Em caso afirmativo, indicar se as práticas nacionais no que diz respeito à implementação dos requisitos e procedimentos de interoperabilidade para o acesso aos dados são reportadas nos termos do Artigo 10.º do Regulamento de Implementação (UE) n.º 2026/1162, da Comissão.	Sim	https://www.erse.pt/eletricidade/procedimentos-de-acesso-a-dados-de-energia/
11. Caso as entidades reguladas que prestam serviços de dados a partes elegíveis cobrem taxas pelo acesso aos dados, explicar de que forma o Estado-Membro garante que essas taxas são razoáveis e devidamente justificadas.	Não são cobradas taxas	

Indicador 1.4 - Restrições à propriedade no domínio do armazenamento de energia e da mobilidade elétrica

Aspetos	Avaliação	Comentário
12. A Diretiva do Mercado Interno proíbe os ORD de possuírem, desenvolverem, gerirem ou operarem instalações de armazenamento de energia, salvo em caso de derrogações específicas:		
12.1. Caso existam derrogações que permitam aos ORD possuir, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia consideradas como componentes de rede totalmente integrados ou quando preencham as condições previstas nas alíneas a) a c) do n.º 2 do artigo 36.º da Diretiva do Mercado Interno, indicar o número de derrogações e explique o seu âmbito (i.e., a derrogação refere-se a componentes de rede totalmente integrados ou a outras instalações de armazenamento de energia? a derrogação refere-se a um ou mais ORD? a derrogação refere-se a instalações específicas de armazenamento de energia?).	Não existem derrogações	
12.2. Caso existam derrogações para componentes de rede totalmente integrados, indicar se foram definidos critérios ou processos abertos e transparentes com base nos quais uma instalação de armazenamento de energia detida e explorada por um ORD possa ser considerada um componente de rede totalmente integrado.	Não existem derrogações	
12.3. Caso existam derrogações para instalações de armazenamento de energia que cumpram as condições previstas nas alíneas a) a c) do n.º 2 do artigo 36.º da Diretiva do Mercado Interno, indicar se foram realizadas consultas públicas nos termos do n.º 3 do artigo 36.º da Diretiva do Mercado Interno e se foi tomada uma decisão no sentido de eliminar gradualmente as respetivas atividades do ORD.	Não existem derrogações	
13. A Diretiva do Mercado Interno proíbe os ORT de possuírem, desenvolverem, gerirem ou operarem instalações de armazenamento de energia, salvo em caso de derrogações específicas:		
13.1. Caso existam derrogações que permitam aos ORT possuir, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia consideradas como componentes de rede totalmente integrados ou quando preencham as condições previstas nas alíneas a) a c) do n.º 2 do artigo 54.º da Diretiva do Mercado Interno, indicar o número de derrogações e explique o seu âmbito (i.e., a derrogação refere-se a componentes de rede totalmente integrados ou a outras instalações de armazenamento de energia? a derrogação refere-se a um ou mais ORD? a derrogação refere-se a instalações específicas de armazenamento de energia?).	Não existem derrogações	
13.2. Caso existam derrogações para componentes de rede totalmente integrados, indicar se foram definidos critérios ou processos abertos e transparentes com base nos quais uma instalação de armazenamento de energia detida e explorada por um ORT possa ser considerada um componente de rede totalmente integrado.	Não existem derrogações	
13.3. Caso existam derrogações para instalações de armazenamento de energia que cumpram as condições previstas nas alíneas a) a c) do n.º 2 do artigo 54.º da Diretiva do Mercado Interno, indicar se foram realizadas consultas públicas nos termos do n.º 4 do artigo 54.º da Diretiva do Mercado Interno e se foi tomada uma decisão no sentido de eliminar gradualmente as respetivas atividades do ORT.	Não existem derrogações	
14. A Diretiva do Mercado Interno proíbe os ORD de possuírem, desenvolverem, gerirem ou operarem pontos de carregamento de veículos elétricos, com a exceção de situações em que os ORD possuam pontos de carregamento privados apenas para seu uso próprio:		
14.1. Caso existam derrogações que permitam aos ORD possuir, desenvolver, gerir ou operar pontos de carregamento de veículos elétricos que não são apenas para uso próprio, indicar o n.º de derrogações e explicar o seu âmbito (i.e., a derrogação refere-se a um ou mais ORD? a derrogação refere-se a instalações específicas?).	Não existem derrogações	
14.2. Caso existam tais derrogações, indicar se foram realizadas consultas públicas nos termos do n.º 4 do artigo 33.º da Diretiva do Mercado Internos e se foi tomada uma decisão no sentido de eliminar gradualmente as respetivas atividades do ORD.	Não existem derrogações	

Indicador 1.5 - Restrições ao negócio nos mercados diário e intradiário

Aspetos	Avaliação	Comentário
15. Qual é o tamanho mínimo de uma oferta para a negociação de produtos nos mercados diário e intradiário?	NA	
16. Qual é o período de liquidação de desequilíbrios? Se este for diferente de 15 minutos, a autoridade reguladora concedeu uma derrogação ou isenção? Por favor, explique essa derrogação.	15 minutos	Artigo 55.º do Regulamento de Operação das Redes
17. Os NEMOs permitem que os participantes no mercado negociem energia em intervalos de tempo que sejam, pelo menos, tão curtos quanto o período de liquidação de desequilíbrios para os mercados diários e intradiário?	NA	

Barreira 2 - Ausência de facilitadores e incentivos para proporcionar flexibilidade

Indicador 2.1 - Falta de sistemas de medição adequados

Baixa implantação de contadores inteligentes – Falta de subcontadores e dispositivos de medição específicos		
Aspetos	Avaliação	Comentário
1. Qual é a percentagem de clientes finais domésticos e não domésticos equipados com contadores inteligentes?	Não existe esta desagregação	Ver Ponto 5.1 do relatório
2. Os subcontadores ou dispositivos de medição específicos são utilizados pelos ORT, ORD e participantes no mercado, incluindo agregadores independentes e, se aplicável, agregadores?	Não é prática comum em Portugal	Ver Ponto 5.1 do relatório
a. Caso sejam utilizados, explicar as suas aplicações.	-	
b. Se não forem necessários, explicar porquê (e.g., não há necessidade de dados sobre utilizações finais específicas nas instalações dos clientes finais, não existem casos de utilização prática para os aparelhos de medição específicos, todas as necessidades de medição são cobertas pelos contadores principais do ORD ou por outros sistemas)	-	
c. Se não são utilizados, apesar de serem necessários ou puderem ser utilizados, descrever as necessidades ou possíveis utilizações e explicar porque não são utilizados.	-	

Falta de contadores inteligentes com funcionalidades mínimas		
Aspetos	Avaliação	Comentário
3. No que diz respeito às seguintes funcionalidades mínimas dos contadores inteligentes, qual é a percentagem de clientes finais domésticos e não domésticos equipados com contadores inteligentes para os quais a funcionalidade está disponível/em utilização?	Todos os contadores inteligentes em Portugal cumprem os requisitos abaixo, mas não existe esta desagregação	Ver Ponto 5.1 do relatório
a. Fornecimento de informações sobre o consumo real de eletricidade e o tempo real de utilização.	-	
b. Acesso a dados de consumo em tempo quase-real não validados, sem custos adicionais, através de uma interface normalizada ou de acesso remoto.	-	
c. Acesso a dados históricos de consumo validados, incluindo a sua visualização, mediante pedido e sem custos adicionais.	-	
d. Contabilização separada da eletricidade injetada na rede e da eletricidade consumida da rede nas instalações dos clientes ativos.	-	
e. Os dados relativos ao consumo de eletricidade dos clientes finais e à eletricidade que estes injetaram na rede são disponibilizados a estes, mediante pedido, ou a terceiros que ajam em seu nome, sem custos adicionais, através de uma interface de comunicação normalizada ou por acesso remoto	-	
f. Os clientes finais são medidos e faturados com a mesma resolução temporal que o período de liquidação de desequilíbrios no mercado nacional	-	

Outras funcionalidades e serviços que permitem flexibilidade e resposta da procura		
Aspetos	Avaliação	Comentário
4. Existem outras funcionalidades ou serviços de TIC, relacionados com ou suportados por dados de contadores inteligentes, que estejam disponíveis para os clientes finais no Estado-Membro e que sejam considerados úteis para permitir a resposta da procura e a flexibilidade dos clientes?	Sim	Ver Ponto 5.1 do relatório

Indicador 2.2 - Ausência de sinais de preços

Disponibilidade/adesão limitadas a contratos de retalho de eletricidade com diferenciação horária e contratos de preços dinâmicos de eletricidade		
Aspetos	Avaliação	Comentário
5. Todos os comercializadores com mais de 200 000 clientes finais oferecem contratos de eletricidade com preços dinâmicos para todos os tipos de clientes finais que possuam um contador inteligente?		
a. Clientes domésticos	Há 5 comercializadores com mais de 200 000 clientes e todos eles oferecem contratos com preços dinâmicos	
b. Clientes não-domésticos	Há 5 comercializadores com mais de 200 000 clientes e apenas 1 não oferece contratos com preços dinâmicos	
6. Qual é a disponibilidade e a adesão por parte dos clientes domésticos e não domésticos a diferentes tipos de contratos de fornecimento de eletricidade (baseados no mercado / regulados):		Dados de 2025. As tarifas reguladas consistem num preço fixo, e contratos fixos.
a. Contratos de tarifa horária com preço e prazo fixo.	Baseados em mercado: Doméstico - 21 comercializadores/247 ofertas/4,9% adesão; Não doméstico - 19 comercializadores/107 ofertas/14,2% adesão Regulados: Doméstico - 13 comercializadores/2 ofertas/2,1% adesão; Não doméstico - 13 comercializadores/2 ofertas/6,2% adesão	
b. Contratos de preço variável com um único preço que varia entre trimestres / meses / dias.	Baseados em mercado: Doméstico - 21 comercializadores/41 ofertas/0,7% adesão; Não doméstico - 25 comercializadores/40 ofertas/3,5% adesão	
c. Contratos de preço variável com tarifa horária que varia entre trimestres / meses / dias.	Baseados em mercado: Doméstico - 20 comercializadores/38 ofertas/0,1% adesão; Não doméstico - 25 comercializadores/42 ofertas/5,1% adesão	

ANÁLISE DE NECESSIDADES DE FLEXIBILIDADE EM PORTUGAL

d. Contratos de preços dinâmicos.	Baseados em mercado: Doméstico - 8 comercializadores/41 ofertas/0,3% adesão; Não doméstico - 5 comercializadores/12 ofertas/4,1% adesão	
e. Contratos híbridos (i.e., contratos que combinam elementos de contratos fixos e variáveis ou dinâmicos, contratos cujo alvo sejam clientes que detenham ativos específicos, como bombas de calor ou veículos elétricos, ou perfis de consumo específicos).	Baseados em mercado: Doméstico - 0 Não doméstico - 1 comercializador/0,4% adesão	
f. outros (especificar)	Baseados em mercado: Doméstico - 21 comercializadores/247 ofertas/4,9% adesão; Não doméstico - 19 comercializadores/107 ofertas/14,2% adesão Regulados: Doméstico - 13 comercializadores/2 ofertas/2,1% adesão; Não doméstico - 13 comercializadores/2 ofertas/6,2% adesão	Preço fixo e termos de contrato fixos. Preço único (não existe diferenciação entre períodos temporais)
7. Qual é a percentagem estimada de clientes domésticos e não domésticos abrangidos por sistemas de medição e faturação coletiva ou por mecanismos semelhantes que não permitem que os clientes finais sejam expostos a sinais de preços dinâmicos ou em função da hora de consumo (por exemplo, contratos de retalho, tarifas de rede, mercados locais de flexibilidade, etc.)?	0%	A implementação de contadores inteligentes é praticamente 100%

Não consideração das tarifas de rede com diferenciação horária		
Aspetos	Avaliação	Comentário
8. São aplicadas tarifas de rede com elementos de horário de consumo (estáticos ou dinâmicos) a alguma categoria de clientes ligados à rede de transporte ou de distribuição?	Sim	
8.1. Caso não sejam introduzidos sinais de horário de consumo (estáticos ou dinâmicos) nas tarifas de rede para qualquer tipo de cliente ligado à rede de transporte ou distribuição, apesar da existência de congestionamento físico na rede e da disponibilidade de sistemas de medição adequados, indique se foi realizada uma avaliação para fundamentar esta decisão e explique as razões que levaram a não introduzir sinais de horário de consumo nas tarifas de rede.	N/A	
8.2. Caso sejam introduzidos sinais de horário de consumo nas tarifas de rede, essas tarifas são obrigatórias para os utilizadores da rede a quem se aplicam (i.e., não há possibilidade de recusar e optar por uma tarifa diferente que não inclua esses sinais)?	Sim, com exceção dos clientes de baixa tensão contratada igual ou inferior a 20,7 kVA. Estes clientes podem optar por não ter tarifas horárias ou por um regime com 2 ou 3 períodos horários.	
8.3. Caso sejam introduzidos sinais de horário de consumo nas tarifas de rede, os comercializadores estão autorizados a «agrupar» os encargos relacionados com a componente de rede em contratos de preço fixo de eletricidade, sem elementos flexíveis, que possam oferecer aos clientes aos quais se aplicam tarifas de rede horárias?	Sim, no que diz respeito ao preço final para o consumidor, mas não se observa até ao momento essa prática. De qualquer forma, para os clientes com tarifas horárias obrigatórias, a fatura tem de especificar as quantidades e os preços das tarifas de rede.	

Barreira 3 - Requisitos restritivos para a prestação de serviços de balanço

Indicador 3.1 - Produtos de balanço não baseados em mercado

Aspetos	Avaliação	Comentário
1. Se algum ORT contrata capacidade ou energia para balanço fora de mercado:		
a. Para que reservas (i.e., FCR, aFRR, mFRR) e tipos de produtos (i.e., capacidade, energia) se aplica esta situação?	mFRR	É utilizado um produto específico que utiliza ofertas programadas de mFRR para auxiliar na resposta a grandes variações da capacidade de interligação atribuída nos mercados diário ou intradiário
b. De que forma o ORT assegura as suas necessidades de balanço para estas reservas e qual é o plano atual para a implementação de um sistema de contratação baseado no mercado?	O ORT responde a estas necessidades de balanço utilizando as ofertas de mFRR disponíveis, efetuadas pelos <i>Balancing Service Providers</i>	Foi solicitada ao ORT a definição de um novo produto que se aproxima mais dos produtos <i>standard</i>

Indicador 3.2 - Restrições na pré-qualificação de grupos para fornecimento de reservas

Aspetos	Avaliação	Comentário
2. Todos os ORT permitem a pré-qualificação de grupos para fornecimento de reservas FCR, aFRR e mFRR?	Não	Ver Ponto 5.2 do relatório
3. No que diz respeito às reservas em que pelo menos um ORT permite a pré-qualificação de grupos para fornecimento de reservas, existem combinações de unidades de produção (G), consumo (D) e armazenamento (S) no âmbito do mesmo grupo fornecedor de reservas que não sejam permitidas por um ou mais ORT?	Atualmente a pré-qualificação não é possível para grupos	Ver Ponto 5.2 do relatório
a. FCR	-	
G&D&S	-	
G&S	-	
D&S	-	
G&D	-	
b. aFRR	-	
G&D&S	-	
G&S	-	
D&S	-	
G&D	-	
c. mFRR	-	
G&D&S	-	
G&S	-	
D&S	-	
G&D	-	
3.1. Explicar por que razão certas combinações não são permitidas (por exemplo, a agregação de XX unidades não é permitida na reserva YY pelo ORT WW por motivos ZZ) e descrever quaisquer restrições específicas que possam aplicar-se a quaisquer combinações permitidas (por exemplo, restrições relativas à localização ou ao nível de tensão de ligação, restrições quanto ao tipo ou dimensão das instalações/unidades que podem ser agregadas, etc.) e os motivos para essas restrições.	-	Ver Ponto 5.2 do relatório
4. As unidades ou grupos de reserva estão obrigados a passar por uma pré-qualificação separada para fornecer capacidade de balanço e energia de balanço para FCR, aFRR ou mFRR? Em caso afirmativo, explicar as razões para exigir uma pré-qualificação separada.	Sim. Os requisitos para prestação de serviço de aFRR e mFRR são bastante diferentes (ciclos de 4 s vs tempo de ativação completo de 12,5 min), o que leva a que a pré-qualificação seja feita em separado.	Não existe mercado de FCR em Portugal.

Indicador 3.3 - Capacidade mínima elegível

Aspetos	Avaliação	Comentário
5. Qual é a capacidade mínima (MW) exigida por cada ORT no processo de pré-qualificação para poder participar nos diferentes produtos de balanço locais ou padrão e específicos utilizados para FCR, aFRR e mFRR?	1 MW para aFRR e mFRR	A prestação de FCR é obrigatória e definida por lei, como tal esta restrição não se aplica de forma igual.

Indicador 3.4 - Duração não regulamentada ou processo de pré-qualificação moroso

Primeira pré-qualificação		
Aspetos	Avaliação	Comentário
6. Se uma unidade fornecedora de reserva (RPU) ou um grupo fornecedor de reserva (RPG) tiver de passar por uma pré-qualificação inicial para fornecer FCR, aFRR ou mFRR, qual é a duração máxima regulamentada (em semanas), se for o caso, para as seguintes etapas intermédias do processo de pré-qualificação para cada reserva?	Estas condições não estão definidas a nível nacional	Prevê-se uma Decisão da ACER sobre a definição destes parâmetros no quadro de implementação do aFRR e mFRR
a. Para que o TSO confirme se o pedido está completo, a partir da receção de um pedido formal por parte de um fornecedor de reservas.	-	
b. Para que o fornecedor de reservas apresente as informações adicionais, a partir da receção de um pedido de informações adicionais por parte do ORT.	-	
c. Para que o ORT confirme ao fornecedor de reserva se a unidade/grupo fornecedor de reserva foi pré-qualificado, a partir da confirmação da completude do pedido.	-	

Requalificação		
Aspetos	Avaliação	Comentário
7. Se for necessário que um RPG pré-qualificado passe por um novo processo de pré-qualificação para FCR, aFRR ou mFRR devido às seguintes alterações, qual é a duração máxima regulamentada (em semanas) do processo de pré-qualificação, caso exista?	Estas condições não estão definidas a nível nacional	Prevê-se uma Decisão da ACER sobre a definição destes parâmetros no quadro de implementação do aFRR e mFRR
7.1. A adição de novas unidades de produção/consumo/armazenamento nos pontos de ligação existentes e/ou o aumento da capacidade das unidades existentes ou da sua contribuição para a capacidade pré-qualificada do RPG, após a adição de novos pontos de ligação.	-	
7.2. A remoção de algumas unidades de produção/consumo/armazenamento nos pontos de ligação existentes e/ou a redução da capacidade das unidades existentes ou da sua contribuição para a capacidade pré-qualificada do RPG, após a remoção de alguns pontos de ligação.	-	
7.3. Após alterações na composição ou distribuição das unidades.	-	
8. Se for necessário que uma RPU ou RPG pré-qualificada passe por um novo processo de pré-qualificação para FCR, aFRR ou mFRR devido à mudança para um BSP diferente para o mesmo produto de balanço e sem ter sofrido quaisquer alterações, qual é a duração máxima regulamentada (em semanas) desse processo de pré-qualificação, caso exista?	Estas condições não estão definidas a nível nacional	Prevê-se uma Decisão da ACER sobre a definição destes parâmetros no quadro de implementação do aFRR e mFRR

Indicador 3.5 a 3.9

No caso de serem utilizados produtos que não sejam padrão, indicar se os mesmos são locais ou específicos			Local / Específico	Local / Específico	Local / Específico	Local / Específico
Produto ou elemento de desenho de mercado	Requisito do EU target model	FCR	aFRR	aFRR	mFRR	mFRR
			Capacidade	Energia	Capacidade	Energia
3.5 - Dimensão mínima de oferta	≤ 1 MW	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
3.6 - Período longo de validação das ofertas de energia de balanço	15 min	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
3.7 - Produtos de capacidade de balanço simétricos	Separate	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
3.8 - Restrições na regra de liquidação de preços de energia de balanço	Marginal pricing	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
3.9 - Proibição de ofertas de energia de balanço não contratadas	Allowed	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP

Indicador 3.10 - Duração mínima pré-definida demasiado curta entre ativações consecutivas

Aspetos	Avaliação	Comentário
10. Qual é a duração mínima mais curta e mais longa (em minutos) entre o fim do período de desativação e a ativação seguinte, definida para produtos de energia de balanço locais ou padrão e específicos utilizados por cada ORT a nível nacional para aFRR e mFRR.	O período de desativação de aFRR e mFRR é, respetivamente, 5 minutos e até 10 minutos. O tempo de ativação máximo define a duração máxima da ativação seguinte.	

Indicador 3.11 - Prazos de contratação longos e duração dos contratos de capacidade de balanço longa

Aspetos	Avaliação	Comentário
11. A autoridade reguladora emitiu uma decisão relativa a qualquer um dos seguintes aspetos?		
a. Conceder uma derrogação relativa ao prazo entre a contratação e o fornecimento de capacidade de balanço, nos termos do artigo 6.º, n.º 9, do Regulamento do Mercado Interno.	Não	
b. Conceder uma derrogação relativa ao período contratual dos contratos de capacidade, nos termos do artigo 6.º, n.º 9, do Regulamento do Mercado Interno.	Não	
0	Não	
12. Qual é a percentagem de capacidade de balanço contratada num prazo «X» antes da sua disponibilização, para todas as reservas de balanço e produtos de capacidade de balanço utilizados a nível nacional?	aFRR - 100% "com um dia de antecedência ou menos" mFRR - atualmente existe um produto específico com leilões com maturidades diferentes, que ocorrem dependendo das necessidades do ORT. A partir de 2027 haverá um produto <i>standard</i> com contratação "com um dia de antecedência ou menos"	
a. Com um dia de antecedência ou menos.	-	
b. Entre um dia e uma semana antes.	-	
c. Entre uma semana e um mês antes.	-	
d. Entre um mês e um ano antes.	-	
e. Mais de um ano antes.	-	
13. Qual é a percentagem de contratos de capacidade de balanço com um prazo contratual não superior a «X» tempo, para todas as reservas de balanço e produtos de capacidade de balanço utilizados a nível nacional?	Não existem contratos de capacidade de balanço	
a. Não mais que um dia.	-	
b. Entre um dia e uma semana.	-	
c. Entre uma semana e um mês.	-	
d. Entre um mês e um ano.	-	
e. Mais de um ano antes.	-	

Barreira 4 - Requisitos restritivos para a prestação de serviços de gestão de congestionamentos

Indicador 4.1 - Ausência injustificada de gestão de congestionamentos com base em mecanismos de mercado por parte do ORT

Aspetos	Avaliação	Comentário
1. Explicar as principais medidas de gestão de congestionamentos adotadas pelos ORT para resolver congestionamentos físicos. Caso o ORT recorra a um mecanismo de redespacho para resolver congestionamentos físicos na sua rede de transporte, explicar o tipo de contratação, i.e., baseada no mercado, não baseada no mercado ou uma combinação, e em que condições o ORT aplica cada método de contratação.	ORT utiliza uma validação técnica dos fluxos físicos que resulta dos mercados diário e intradiário. Recorre ao mecanismo de redespacho.	Ver Ponto 5.3.1 do relatório
2. Caso um ORT recorra a um redespacho não baseado no mercado, explicar as razões para a aplicação deste tipo de contratação:	ORT apenas utiliza redespacho baseado em mercado	Ver Ponto 5.3.1 do relatório
a. Não existe nenhuma alternativa baseada no mercado.	-	
b. Todos os recursos baseados no mercado disponíveis foram utilizados.		
c. O número de instalações de produção de energia, armazenamento de energia ou resposta à procura disponíveis é demasiado baixo para garantir uma concorrência eficaz na área onde se encontram as instalações adequadas para a prestação do serviço.	-	
d. A situação atual da rede provoca congestionamentos de forma tão regular e previsível que um redespacho baseado no mercado daria origem a licitações estratégicas regulares, o que aumentaria o nível de congestionamento interno; por isso, o Estado-Membro em causa adotou um plano de ação para resolver este congestionamento.	-	
e. A situação atual da rede provoca congestionamentos de forma tão regular e previsível que um redespacho baseado no mercado daria origem a licitações estratégicas regulares, o que aumentaria o nível de congestionamento interno e o Estado-Membro em causa assegura que a capacidade mínima disponível para o comércio interzonal esteja em conformidade com o artigo 16.º, n.º 8, do Regulamento do Mercado Interno.	-	
f. Outros (explicar)		
3. Se um ORT recorrer a redespacho não baseado no mercado, explicar se este tipo de contratação se aplica apenas à resolução de congestionamentos físicos em áreas específicas da rede ou em níveis de tensão específicos, a produtos específicos de gestão de congestionamentos, a tipos específicos de utilizadores da rede ou tecnologias, a períodos de tempo ou a outros critérios.	ORT apenas utiliza redespacho baseado em mercado	Ver Ponto 5.3.1 do relatório
4. Se um ORT recorrer a um redespacho não baseado no mercado, explicar o processo de avaliação para definir este tipo de contratação, incluindo os seguintes aspetos:	ORT apenas utiliza redespacho baseado em mercado	Ver Ponto 5.3.1 do relatório
a. Início - quem iniciou o processo.	-	
b. Avaliação - tipo de avaliação, âmbito, quem realizou a avaliação.	-	
c. Envolvimento das partes interessadas - como as partes interessadas foram envolvidas.	-	
d. Decisão - quem aprovou o a contratação fora de mercado.	-	
5. Se um ORT utilizar o redespacho não baseado no mercado, explicar o processo para reavaliar se as razões para definir o redespacho não baseado no mercado deixaram de ser aplicáveis.	ORT apenas utiliza redespacho baseado em mercado	Ver Ponto 5.3.1 do relatório
6. Caso não seja aprovado um desvio em relação ao redespacho baseado no mercado para um ORT, existe alguma legislação primária ou secundária que precise de ser aprovada ou entrar em vigor no seu país para garantir que o ORT possa redespachar recursos com base num mecanismo de mercado?	NAP	

Indicador 4.2 - Ausência injustificada de gestão de congestionamentos com base em mecanismos de mercado por parte do ORD

Aspetos	Avaliação	Comentário
7. Explicar como os ORD resolvem os congestionamentos físicos na sua rede de distribuição. Explique se todos ou alguns ORDs:	ORD utiliza reconfiguração da rede, controlo de tensão, curtailment de produção e, deslastre de cargas.	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
a. Recorrem ao redespacho baseado no mercado	-	
b. Implementam medidas de gestão de congestionamentos não baseadas no mercado (por exemplo, redespacho não baseado no mercado, acordos de ligação flexíveis, tarifas de rede interruptíveis, etc.) e/ou	-	
c. tomam outras medidas, exceto o reforço e a expansão da rede ou solicitar ao ORD para resolver o congestionamento físico (explique estas medidas).	-	
8. Se um ORD utilizar uma gestão de congestionamentos não baseada no mercado, explique a(s) razão(ões) para a aplicação deste tipo de contratação:	Não utiliza	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
a. A contratação baseada no mercado não é economicamente eficiente.	-	
b. A contratação baseada no mercado conduziria a graves distorções do mercado.	-	
c. A contratação baseada no mercado conduziria a um aumento do congestionamento.	-	
d. Outro (explicar)	-	
9. Se um ORD utilizar uma gestão de congestionamentos não baseada no mercado, explicar se este tipo de aquisição se aplica apenas à resolução de congestionamentos físicos em áreas específicas da rede ou em níveis de tensão específicos, a produtos específicos de gestão de congestionamentos, a tipos específicos de utilizadores do sistema ou tecnologias, a períodos de tempo ou a outros critérios.	Não utiliza	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
10. Se um ORD recorrer a uma gestão de congestionamentos não baseada no mercado, explicar o processo de avaliação para definir este tipo de contratação, incluindo os seguintes aspetos:	Não recorre	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
a. Início: quem iniciou o processo.	-	
b. Avaliação: tipo de avaliação, âmbito, quem realizou a avaliação.	-	
c. Envolvimento das partes interessadas: como foram envolvidas as partes interessadas.	-	
d. Decisão: quem aprovou o desvio	-	
11. Caso um ORD recorra a uma gestão de congestionamentos não baseada no mercado, explicar o processo para reavaliar se as razões que justificam a definição de redespacho não baseado no mercado deixaram de ser aplicáveis.	Não recorre	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
12. Se não for aprovado um desvio da gestão de congestionamentos baseada no mercado para um ORD, existe alguma legislação primária ou secundária que precise de ser aprovada ou entrar em vigor no país para garantir que o DSO possa utilizar serviços de gestão de congestionamentos baseados num mecanismo de mercado?	Sim	Ver Ponto 5.3.2 do relatório

Indicador 4.3 - Limitações nos mercados locais para a gestão de congestionamentos por parte dos ORD/ORD

Aspetos	Avaliação	Comentário
13. Se os mercados locais para a gestão de congestionamentos (para ORD e/ou ORD) estiverem operacionais no país, descrever se existe alguma barreira à entrada ou participação de recursos de flexibilidade não fósseis e novos operadores, tais como produção renovável flexível, resposta à procura, armazenamento e agregação de energia, no processo de pré-qualificação (se aplicável), na concessão de produtos e/ou na concessão do mercado, por exemplo:	Em Portugal, os mercados locais de resolução de congestionamentos ao nível da rede de distribuição, apenas existem no âmbito do projeto-piloto FIRME	Ver Ponto 5.3.2 do relatório
a. Restrições na pré-qualificação de grupos prestadores de serviços (e.g., não é permitida a agregação de produção/consumo/armazenamento no âmbito do mesmo grupo prestador de serviços; restrições de localização ou de nível de tensão de ligação na agregação de diferentes unidades/recursos; restrições às instalações que combinam diferentes tipos de unidades/recursos, tais como o consumo ou a produção combinadas com armazenamento; restrições injustificadas ou desproporcionadas à gestão da carteira dos agregadores, verificação/teste requisitos não justificados pelas necessidades do produto, etc.)	-	
b. Requisitos restritivos de concessão do produto ou do mercado (e.g., longo período de validade das propostas de gestão de congestionamentos, não ser permitido aumentar a resposta da procura, longo prazo de execução dos contratos e longa duração dos contratos de capacidade de gestão de congestionamentos, etc.)	-	
c. Restrições injustificadas ou desproporcionadas aplicáveis a recursos com acesso limitado à rede, tais como recursos ligados ao abrigo de acordos de ligação flexíveis.	-	
d. Outro (explicar)	-	

Barreira 5 - Requisitos administrativos complexos, morosos e discriminatórios

Indicador 5.1 - Procedimentos de ligação à rede ineficientes

Aspetos	Avaliação	Comentário
1. No que diz respeito aos procedimentos para a obtenção de uma licença de ligação à rede para autoconsumidores de energias renováveis, instalações de armazenamento de energia (a jusante do contador e a montante do contador incluindo armazenamento de energia co-localizado) e instalação de bombas de calor:		Ver Ponto 5.4 do relatório
a. A informação sobre os procedimentos está disponível online?	Sim, até 1 MW. Acima de 1 MW, plataforma em desenvolvimento.	Ver Ponto 5.4 do relatório
b. Os procedimentos podem ser realizados inteiramente por via eletrónica?	Apenas é possível até 1 MW.	Ver Ponto 5.4 do relatório
c. Os procedimentos podem decorrer em paralelo com outras autorizações necessárias, a fim de acelerar o processo global de concessão de licenças?	Sim	n.º 3 do artigo 24.º do DL 15/2022
d. Existem prazos claramente definidos para todas as etapas dos procedimentos?	Sim	artigos 14.º, 25.º, 26.º, 55.º e 59.º do DL 15/2022
2. Os ORD aplicam um procedimento de notificação simples para as ligações à rede, em conformidade com o artigo 17.º da Diretiva das Energias Renováveis?	Sim, em determinadas tipologias de instalação	Ver Ponto 5.4 do relatório
3. Os operadores de rede publicam online informações atualizadas sobre a capacidade de rede disponível para ligações?	O ORD sim	Ver Ponto 5.4 do relatório
4. Existem medidas em vigor para simplificar os procedimentos de ligação à rede para autoconsumidores de energias renováveis, pontos de carregamento de veículos elétricos e para a produção de energia renovável e o armazenamento de energia detidos por comunidades de energia renováveis e comunidades de cidadãos para a energia?	Sim	DL 15/2022

Indicador 5.2 - Procedimentos e requisitos para acesso ao mercado desproporcionais

Aspetos	Avaliação	Comentário
5. No que diz respeito aos procedimentos e requisitos para o acesso aos mercados grossistas de eletricidade e aos mercados locais de gestão de congestionamentos:	NA	
a. Identificou ou tomou conhecimento de alguma diferença potencialmente injustificada nestes procedimentos ou requisitos entre os novos operadores e os intervenientes de menor dimensão (tais como os participantes no mercado envolvidos na agregação, incluindo agregadores independentes, operadores de armazenamento de energia e comunidades energéticas) e os participantes tradicionais no mercado (tais como produtores e fornecedores)?	-	
b. Existem opções de acesso concebidas a pensar nos participantes de menor dimensão (e.g., oferecendo acordos de garantias alternativos, requisitos de infraestruturas reduzidos, taxas de acesso ao mercado proporcionais, etc.)?	-	

Barreira 6 - Ausência de incentivos regulatórios para os operadores de rede considerarem alternativas "sem fios"

Indicador 6.1 - Ausência de incentivos para que os operadores de rede considerem alternativas "sem fios"

Aspetos	Avaliação	Comentário
1. O quadro regulamentar do país garante que os ORT e os ORD possam adquirir serviços de flexibilidade, incluindo a gestão de congestionamentos nas suas áreas, nomeadamente a partir de instalações de produção, de resposta da procura ou de armazenamento de energia, conforme necessário para um funcionamento eficiente e seguro da rede? Se não, explicar porquê.	Sim, mas estão em falta algumas peças de sub-regulamentação ao nível da rede de distribuição.	Ver Ponto 5.5 do relatório
2. Existe algum requisito legal ou regulamentar que obrigue os ORT e os ORD a avaliar a contratação de serviços de flexibilidade como alternativa à expansão da rede aquando da elaboração dos planos de desenvolvimento da rede? Em caso afirmativo, explicar os requisitos (e.g., se se aplicam a determinados tipos de expansão da rede, se se aplicam a investimentos acima de um determinado limiar, o tipo de avaliação, os critérios de avaliação, etc.)	Sim. Obrigação prevista no n.º 5 do artigo 123.º do DL 15/2022. Obrigação independente tanto do tipo de investimento como dos montantes envolvidos.	O último plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição incorporou algumas soluções de flexibilidade como alternativa ao investimento desenvolvimento de rede.
3. O quadro regulamentar do país garante que os ORT e os ORD possam recuperar integralmente os custos razoáveis incorridos de forma eficiente na aquisição de serviços de flexibilidade ou no investimento na digitalização da rede, incluindo quaisquer custos de CAPEX ou OPEX associados?	Sim. O modelo de regulação nacional permite a recuperação de custos eficientes, onde se podem incluir custos de CAPEX ou OPEX relacionados com a contratação de flexibilidade ou com a digitalização do sistema.	
4. O quadro regulamentar do país prevê incentivos para os ORT e os ORD:	Sim	Ver Ponto 5.5 do relatório
a. adquirirem serviços de flexibilidade, incluindo a gestão de congestionamentos nas suas áreas, nomeadamente a partir de instalações de produção, de resposta da procura ou de armazenamento de energia, como alternativa eficiente à expansão da rede?	-	
b. investirem em redes inteligentes, na otimização da rede e noutras tecnologias inovadoras (por exemplo, gestão ativa da rede), como alternativa eficiente à expansão da rede?	-	
5. Caso sejam concedidos incentivos, explicar:	Ver Ponto 5.5 do relatório	
a. O tipo de incentivos (e.g., subsídios para despesas, abordagem TOTEX, metas de eficiência de custos, metas de desempenho, regimes de recompensas/penalizações, regimes de partilha de benefícios, etc.)	-	
b. O principal objetivo dos incentivos (e.g., criar aplicações piloto ou em ambiente de teste, aumentar a observabilidade e a digitalização do sistema, promover a utilização eficiente do sistema, aumentar a eficiência global do sistema, corrigir a inclinação para o CAPEX, etc.)	-	
c. Em que ano foram introduzidos os incentivos?	-	
d. Como avaliaria os resultados dos incentivos até ao momento?	-	
e. Se os resultados positivos forem limitados ou inexistentes, quais são os principais fatores a que atribuiria essa situação?	-	



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt