

CONSULTA PÚBLICA 120

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1	INTRODUÇÃO	5
2	INDICADORES DE DESEMPENHO APLICADOS A REDES INTELIGENTES DE ENERGIA ELÉTRICA	8
3	PROPOSTA DE INDICADORES SUBMETIDA A CONSULTA PÚBLICA	13
3.1	Planeamento da rede.....	16
3.2	Observabilidade e controlabilidade.....	19
3.3	Gestão de ativos e perdas nas redes	23
3.3.1	Gestão de ativos: taxa de falhas	23
3.3.2	Gestão de ativos: exploração de linhas com parâmetros dinâmicos.....	24
3.3.3	Gestão de ativos: utilização	30
3.3.4	Perdas nas redes	32
3.4	Qualidade de serviço.....	34
3.4.1	Qualidade de serviço técnica.....	34
3.4.2	Qualidade de serviço comercial.....	39
3.5	Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade	41
3.6	Coordenação entre operadores de rede	47
3.7	Novos atores do sistema elétrico	49
3.8	Prestação de informação aos utilizadores da rede	59
3.9	Cibersegurança	63
3.10	Indicadores económicos	66
3.11	Síntese dos indicadores propostos pela ERSE	71
	ANEXO I - PRINCIPAIS REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS UTILIZADAS NA PREPARAÇÃO DA PROPOSTA	85
I.	A perspetiva dos reguladores europeus.....	85
II.	A perspetiva das associações europeias de operadores de rede	87
III.	Comissão Europeia – observatório dos operadores de rede de distribuição europeus	89
IV.	Comissão europeia – projeto UPGRID.....	92
V.	A digitalização das redes de distribuição em Espanha.....	93
VI.	A perspetiva norte-americana	98
VII.	Singapura – índice de rede inteligente.....	101
	ANEXO II - QUESTIONÁRIO ERSE – CEER	105
	ANEXO III - PROPOSTAS DOS OPERADORES	111
I.	REN	111
II.	E-REDES	112

III.	EDA.....	113
IV.	EEM	115

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

AS REDES ELÉTRICAS SÃO UM FATOR CRÍTICO PARA FACILITAR A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética representa um incremento significativo nas necessidades de capacidade de receção de renováveis na rede e, assim, de um volume considerável de novos investimentos, que importa orientar criteriosamente. Ao nível na União Europeia, «a Comissão estima que seja necessário investir 584 mil milhões de EUR nas redes elétricas nesta década. Tal representa uma parte significativa do investimento global necessário à transição para energias limpas no setor da eletricidade». ¹

Acrescenta a Comissão Europeia, que «a maior parte do investimento será aplicado dentro das fronteiras, tanto ao nível do transporte como da distribuição. Em especial, as redes de distribuição tenderão a aumentar e a mudar para passarem a ligar grandes quantidades de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis num modelo descentralizado e uma nova procura flexível («cargas»), como bombas de calor e postos de carregamento de veículos elétricos. Adquirirão novas funções, tornando-se facilitadoras de uma série de novas soluções exigidas pelo sistema. Terão de se transformar em redes inteligentes, tornando-se digitais, monitorizadas em tempo real, controláveis à distância e ciberseguras, um processo que a investigação e a inovação desempenham um papel importante.»

As redes inteligentes manifestam-se em várias dimensões desde o planeamento, à operação e manutenção e aos serviços disponibilizados aos utilizadores e à sociedade em geral.

A DIGITALIZAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DAS REDES DEVE SER POTENCIADA PARA REDUZIR O INVESTIMENTO NECESSÁRIO

Para além de ferramentas de operação necessárias à gestão de fluxos de energia menos previsíveis, da maior eletrificação dos consumos de energia e de condições de exploração mais voláteis, assegurando a segurança e a qualidade da operação, as redes inteligentes devem proporcionar novas ferramentas para planear a rede, recorrendo aos recursos distribuídos de flexibilidade para a gestão de congestionamentos.

O planeamento e a gestão da rede de distribuição, à semelhança do transporte, deverão evoluir de um modelo baseado em dados históricos (cenários de pior-caso), para um modelo com base em informação em tempo real sobre o estado da rede. A legislação europeia e nacional aponta claramente esse caminho,

¹ Vd. Comunicação da Comissão Europeia, COM(2023) 757 final, “Redes, o elo que falta: Um plano de ação da UE para as redes” [\[link\]](#).

incorporando a consideração do potencial de flexibilidade nas decisões de planeamento da rede, bem como prevendo mecanismos de contratação explícita de flexibilidade para a gestão da rede.

O uso adequado destas novas ferramentas e a concretização do potencial de flexibilidade no sistema elétrico podem contribuir para reduzir ou adiar parte do investimento nas redes necessário para permitir a transição energética (contribuindo para a sustentabilidade social e económica desta opção política) e para acelerar a disponibilização de capacidade de ligação de nova produção renovável (contribuindo para atingir os prazos de descarbonização estabelecidos).

OS REGULADORES DEVEM MONITORIZAR O DESEMPENHO DAS REDES, PROMOVEDO A SUA GESTÃO INTELIGENTE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que todos os clientes de baixa tensão em Portugal Continental devem ser integrados nas infraestruturas das redes inteligentes até ao final de 2024. No final de 2023, cerca de 75% das instalações de baixa tensão normal estavam já integradas em rede inteligente.

Nas regiões autónomas, embora não exista um prazo vinculativo para esta evolução, a transformação das redes elétricas está também em curso, por exemplo incorporando novos ativos como o armazenamento em baterias para aumentar a incorporação de renováveis e melhorar a gestão do sistema elétrico.

Em consequência, a revisão dos regulamentos do setor elétrico que a ERSE promoveu em 2023 já reconheceu as redes inteligentes como o novo normal do setor elétrico, nomeadamente ao nível da medição de energia e da faturação com dados reais de consumo, ou ainda da realização remota de um conjunto de serviços, em prazo mais curto e sem necessidade da presença do cliente.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 (artigo 249.º) e a Diretiva (UE) 2019/944 (Considerando (83)) determinam que o funcionamento das redes deve ser monitorizado pelas entidades reguladoras, através de um conjunto limitado de «indicadores de capacidade dos operadores da RND e da RNT de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, o desenvolvimento da monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções de potência».

A monitorização das redes inteligentes deve fornecer informação acerca da sua capacidade para responder aos desafios tradicionais (eficiência de custos, fiabilidade/resiliência e sustentabilidade) no novo contexto do setor elétrico, facilitando a transição energética e possibilitando a participação de todos os utilizadores. Neste sentido, o Regulamento de Operação das Redes estabeleceu a obrigação de prestação de

informação, pelos operadores de rede, relativamente a um conjunto de indicadores de desempenho a definir pela ERSE sob proposta dos operadores.

A PROPOSTA DE UM CONJUNTO DE INDICADORES DE DESEMPENHO DAS REDES PERMITE GUIAR O SEU DESENVOLVIMENTO

Os indicadores de desempenho das redes representam métricas quantificáveis para avaliar esse desempenho num conjunto de dimensões definidas, contribuindo para a adoção de medidas que garantam ou acelerem a obtenção dos resultados pretendidos. O seu objetivo principal é o alinhamento das redes elétricas com a transição energética, de que são exemplo a promoção da eficiência energética e da integração da energia de fontes renováveis, a gestão inteligente dos ativos de rede ou a utilização de recursos flexíveis.

A proposta da ERSE identifica dez dimensões de desempenho das redes inteligentes, definindo indicadores para cada dimensão.

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Planeamento da rede | <input type="checkbox"/> Coordenação entre operadores |
| <input type="checkbox"/> Observabilidade e controlabilidade | <input type="checkbox"/> Novos atores do sistema elétrico |
| <input type="checkbox"/> Gestão de ativos e perdas | <input type="checkbox"/> Prestação de informação aos utilizadores |
| <input type="checkbox"/> Qualidade de serviço | <input type="checkbox"/> Cibersegurança |
| <input type="checkbox"/> Serviços de sistema e de flexibilidade | <input type="checkbox"/> Eficiência económica |

Com base nos dados que operadores vierem a reportar anualmente sobre os indicadores de desempenho, a ERSE irá elaborar e publicar um relatório bianual de monitorização do funcionamento das redes.

A ERSE COLOCA EM CONSULTA UMA PROPOSTA DE INDICADORES DE DESEMPENHO DAS REDES INTELIGENTES

Embora se trate de uma proposta de indicadores a recolher e apresentar pelos operadores de rede, a ERSE considera que o alinhamento das redes elétricas com a transição energética é um objetivo comum a todos os interessados do Setor Elétrico Nacional. Assim, importa envolver todos na discussão dos objetivos subjacentes ao estabelecimento de indicadores, capturando não apenas as dimensões de eficiência e desempenho operacional dos operadores, mas também o desempenho das redes na facilitação da

transição energética e da participação ativa dos utilizadores. Com esta preocupação, a ERSE abre uma consulta pública sobre a sua proposta de indicadores de desempenho das redes inteligentes, a aprovar ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e do Regulamento de Operação das Redes.

Os indicadores propostos na consulta têm por base os contributos apresentados pelos operadores de rede (REN, E-REDES, EDA e EEM), assim como a análise de diversos casos internacionais, em particular as concretizações mais recentes por parte de outras entidades reguladoras europeias.

A aprovação desta bateria de indicadores deve ser vista como o primeiro passo de um exercício gradual, que deverá beneficiar de aperfeiçoamentos futuros, desde logo decorrentes de trabalhos em curso a nível europeu, que deverão introduzir alguma harmonização.

Parte dos indicadores identificados já são reportados no âmbito de outras obrigações regulamentares, pelo que não serão objeto de consulta neste momento. A proposta de diretiva apenas inclui os indicadores especificamente definidos no âmbito do artigo 10.º do Regulamento de Operação das Redes.

Nota-se ainda que a ERSE desenvolve diversos exercícios regulatórios de avaliação do desempenho dos operadores e do mercado, em múltiplas dimensões concretas. Esses exercícios não são substituídos nem prejudicados pelos indicadores agora propostos.

1 INTRODUÇÃO

A [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, estabelece, entre outras, a seguinte obrigação aplicável às entidades reguladoras:

«Monitorizar e avaliar o desempenho dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição no respeitante ao desenvolvimento de uma rede inteligente que promove a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis, com base num conjunto limitado de indicadores, e publicar um relatório nacional, de dois em dois anos, com recomendações» (artigo 59.º, n.º 1, al. I)).

A referida norma concretiza o enunciado no Considerando (83) da mesma Diretiva: «As entidades reguladoras deverão garantir que os operadores das redes de distribuição e os operadores das redes de transporte tomam as medidas adequadas para tornar a sua rede mais resiliente e flexível. Para o efeito, deverão monitorizar o desempenho desses operadores com base em indicadores como a capacidade dos operadores das redes de distribuição e dos operadores das redes de transporte de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, o desenvolvimento da monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções de potência».

Por sua vez, e no quadro da transposição da suprarreferida diretiva para o ordenamento jurídico nacional, o [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), na redação vigente, determina que:

- A ERSE elabora e publica um relatório bianual de monitorização do funcionamento das redes de transporte e distribuição tendo em vista o desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis (artigo 249.º, n.º 1).
- O relatório é elaborado com base em indicadores de capacidade dos operadores da RND e da RNT de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, o desenvolvimento da monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções de potência, sendo acompanhado de recomendações e levado ao conhecimento do membro do Governo responsável pela energia (artigo 249.º, n.º 2).

Importa mencionar que, do referido artigo 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, resulta expresso que o conceito de “rede inteligente”, neste contexto, abrange as redes de transporte e de distribuição.

O Regulamento de Operação das Redes ([ROR](#)), aprovado pelo Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho, na sequência da [discussão pública](#) da proposta de revisão regulamentar do setor elétrico, vem regulamentar o registo e a recolha da informação necessária à elaboração do relatório estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelecendo o seguinte:

- Os operadores das redes de transporte e de distribuição enviam à ERSE, anualmente, até 15 de maio, indicadores de desempenho sobre o funcionamento das redes de transporte e distribuição, segundo a lista de indicadores e nos formatos estabelecidos pela ERSE [art.º 10.º, n.º 1].
- Estes indicadores promovem o controlo, a observabilidade e a eficiência da gestão das redes e avaliam, nomeadamente, a monitorização à distância e o controlo em tempo real dos nós da rede, a incorporação destes dados na gestão de ativos e no planeamento da rede, a prestação de informação aos utilizadores da rede, a contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade, as perdas de energia na rede e a frequência e a duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica [art.º 10.º, n.º 2].
- Os operadores das redes de transporte e de distribuição apresentam à ERSE uma proposta de indicadores de desempenho, no prazo de 2 meses após a entrada em vigor do ROR [art.º 76.º].

Em cumprimento da citada disposição regulamentar constante do ROR, apresentaram propostas de indicadores de desempenho a Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte, a E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. (E-REDES), enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição e operador de rede de distribuição em baixa tensão, a EDA - Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e a EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. (EEM), na qualidade de operadores das redes de transporte e de distribuição nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente ².

O presente documento justificativo analisa e integra (em anexo) as propostas recebidas, visando não apenas reforçar a transparência do procedimento, mas também, por via de maior nivelamento do conhecimento, potenciar a participação na consulta.

A ERSE trabalhou sobre as propostas recebidas dos operadores de rede e vem agora submeter o resultado desse trabalho a consulta pública.

² Os operadores de rede exclusivamente em BT não apresentaram propostas de indicadores. Não obstante, as redes de BT estão abrangidas pelas propostas dos restantes operadores de redes de distribuição.

Esta consulta incide numa proposta de Diretiva da ERSE que aprova os indicadores de desempenho das redes inteligentes que os diversos operadores de rede devem passar a reportar anualmente à ERSE, até 15 de maio de cada ano, nos termos do artigo 10.º do ROR. A proposta de articulado é acompanhada do presente documento justificativo, que enquadra e desenvolve, justificadamente, as opções da ERSE.

Neste documento justificativo, e para além deste capítulo introdutório, inclui-se um capítulo de enquadramento dos indicadores de desempenho das redes inteligentes e da documentação de contexto mais relevante e um capítulo com a discussão e justificação das propostas da ERSE para os indicadores. Adicionalmente, em anexo, é apresentada informação considerada relevante sobre os vários indicadores propostos, decorrente de estudos e exemplos internacionais e também, como referido acima, as propostas recebidas dos operadores.

A expectativa da ERSE em relação a esta consulta é a de que os respetivos participantes possam oferecer contributos que ajudem a definir as dimensões e os indicadores de desempenho mais eficazes para avaliar o desenvolvimento das redes inteligentes de energia elétrica.

A consulta decorre entre o dia 5 de abril e o dia 22 de maio de 2024, sendo este o período durante o qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre a proposta apresentada pela ERSE.

Os contributos devem ser enviados preferencialmente por email ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 120 ou Consulta Pública 120):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

A ERSE elabora um relatório da consulta pública onde sistematiza os contributos recebidos e a ponderação efetuada para a versão final das regras em consulta.

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

- a) Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita.
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

2 INDICADORES DE DESEMPENHO APLICADOS A REDES INTELIGENTES DE ENERGIA ELÉTRICA

REDES INTELIGENTES: PORQUÊ E PARA QUÊ?

Tradicionalmente, a rede elétrica de transporte e de distribuição cumpre a função de veicular a energia elétrica desde os grandes centros electroprodutores, ligados à rede de transporte, até aos locais de consumo, ligados às redes de distribuição.

A transição energética passa pela integração no sistema elétrico de energia de fontes renováveis e de recursos ligados à rede de distribuição (ou até no interior das instalações de consumo), mas também pela eletrificação dos consumos de energia convencionalmente ligados a outros vetores energéticos (transportes e climatização), tendo em vista a descarbonização da economia. A adaptação a este novo paradigma, de forma rápida e eficiente, requer novas soluções, como a flexibilidade ou a resposta da procura, por exemplo.

Estas novas soluções dependem decisivamente da capacidade evolutiva da rede elétrica que, à camada física (linhas, transformadores, disjuntores, etc.), deve acrescentar, de forma transversal (do transporte à distribuição em baixa tensão), uma camada de digitalização que assegure interoperabilidade, observação e controlo generalizados e em tempo real ou quase real, dos ativos de rede e dos ativos dos respetivos utilizadores, nomeadamente dos chamados clientes ativos.

Esta “nova” rede – rede inteligente³ – deve ter a capacidade de assegurar fluxos bidirecionais de energia e de dados, de modo a permitir integrar e incentivar eficientemente o comportamento de todos os utilizadores a ela ligados.

A “inteligência” da rede manifesta-se de diversas formas, desde a utilização de tecnologias e soluções para controlo da produção renovável distribuída e para a promoção da eficiência energética, à otimização do planeamento e operação da própria rede com vista, por exemplo, ao aumento da sua resiliência ou à diminuição das perdas técnicas e comerciais, mas também permitindo o surgimento de novos serviços energéticos (com base em dados mais detalhados e mais frequentes sobre o consumo e injeção das instalações) e a participação ativa dos consumidores, sem deixar de garantir a qualidade do serviço e a continuidade do fornecimento (número e duração de interrupções) em diferentes circunstâncias.

³ A ENTSO-E propõe que se designe por “cyber-physical grid” [«[The Cyber Physical System for the Energy Transition - Digitalisation Challenges, Opportunities and Projects from TSOs and ENTSO-E](#)», ENTSO-E, 2019].

AS REDES INTELIGENTES EM PORTUGAL

O desenvolvimento das redes inteligentes de energia elétrica em Portugal beneficiou de um impulso decisivo, no plano regulamentar, em 2019, concretizado através da publicação do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), tirando partido da existência de requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes ⁴ e dos resultados dos estudos de avaliação económica (remetidos pela ERSE ao Governo em 2012, 2015 e 2018) ⁵ que demonstraram a existência de racional económico favorável à instalação de contadores inteligentes no setor elétrico, em Portugal, incluindo as regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Este quadro de regras (que foi recentemente [revisto](#)), veio clarificar conceitos neste domínio e, fundamentalmente, definir os serviços a prestar pelos operadores de rede às instalações integradas em redes inteligentes.

A ERSE tem acompanhado de perto o desenvolvimento das redes inteligentes, através da elaboração de relatórios de balanço ⁶, da realização de ações de fiscalização ao cumprimento do RSRI ⁷, e também analisando a informação periódica remetida pelos operadores das redes ao abrigo do quadro regulamentar em vigor.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduz elementos importantes relativos à implementação das redes inteligentes de energia elétrica em Portugal, desde logo estabelecendo prazos concretos para a instalação de contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes ⁸, determinando que essa integração ocorre até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais de Portugal continental. No final do ano de 2023, cerca de 75% das instalações de baixa tensão normal estavam já integradas em rede inteligente.

⁴ Aprovados através da [Portaria n.º 231/2013](#), de 22 de julho.

⁵ Cabe recordar que estes estudos identificavam os principais custos e benefícios associados à instalação generalizada de contadores inteligentes em Portugal. Do lado dos benefícios destacavam-se, entre outros, 1) a redução de consumo, 2) a transferência de consumo entre períodos, 3) a redução de emissões de CO₂, 4) a redução dos custos de operações locais / serviços prestados pelos operadores, 5) a redução de perdas técnicas e comerciais, 6) a redução dos tempos de interrupção, e 7) as melhorias introduzidas na gestão de ativos.

⁶ Relativos aos anos de [2020](#) e de [2021](#).

⁷ De que são exemplo as ações que envolveram a [EEM](#) e a [E-REDES](#).

⁸ O [Despacho n.º 14064/2022](#), de 6 de dezembro, aprova o respetivo cronograma.

A cobertura total da Região Autónoma da Madeira deverá concretizar-se até ao final de 2025, ao passo que, para a Região Autónoma dos Açores, não está definido prazo para o desenvolvimento e a integração em rede inteligente.

O exercício de revisão regulamentar que a ERSE promoveu em 2023 reconheceu as redes inteligentes como o novo normal do setor elétrico, nomeadamente ao nível da medição de energia e da faturação com dados reais de consumo, ou ainda da realização remota de um conjunto de serviços, em prazo mais curto e sem necessidade da presença do cliente.

Assim, atento o atual estágio de concretização, e de modo a dar cumprimento ao estabelecido na Diretiva (UE) 2019/944, no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e no ROR, importa estabelecer as bases de monitorização das redes inteligentes, não numa ótica de desenvolvimento da infraestrutura ou sequer da prestação dos serviços regulamentados, mas antes o modo em como essas redes inteligentes contribuem concretamente para os objetivos da transição energética.

MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES: INDICADORES DE DESEMPENHO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, (artigo 249.º) e a Diretiva (UE) 2019/944 (Considerando (83)) determinam que o funcionamento das redes deve ser monitorizado por um conjunto limitado de «indicadores de capacidade dos operadores da RND e da RNT de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, o desenvolvimento da monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções de potência».

A monitorização das redes inteligentes deve fornecer informação acerca da sua capacidade para responder aos desafios tradicionais (eficiência de custos, fiabilidade/resiliência e sustentabilidade) no novo contexto do setor elétrico, facilitando a transição energética e possibilitando a participação de todos os utilizadores.

Para este efeito, o marco legal e regulamentar em vigor determina a obrigação de adoção de indicadores de desempenho ⁹, a aprovar pela ERSE com base em proposta dos operadores das redes de transporte e de distribuição de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

De forma simples, os indicadores de desempenho representam métricas quantificáveis utilizadas para avaliar o grau de cumprimento dos objetivos definidos. Neste caso concreto, os indicadores conferem

⁹ *Smart Grid Key Performance Indicators (SG KPI)*

visibilidade ao desempenho das redes inteligentes¹⁰, contribuindo para a adoção de medidas que garantam ou acelerem a obtenção dos resultados pretendidos, de que são exemplo a promoção da eficiência energética e da integração da energia de fontes renováveis, a gestão inteligente dos ativos de rede ou a utilização de recursos flexíveis.

ANÁLISE DE ALGUNS CASOS INTERNACIONAIS

Os trabalhos preparatórios desenvolvidos pela ERSE incluíram a análise de diversos casos internacionais, alguns de cariz mais académico, outros mais aplicado, outros ainda traduzindo a visão (associativa) de entidades intervenientes no setor elétrico. Os casos que a ERSE considerou mais interessantes para a elaboração da sua proposta são objeto de análise em anexo próprio deste documento.

No essencial, procuraram-se princípios e requisitos para a definição de indicadores de desempenho, assim como concretizações adaptadas às redes inteligentes de energia elétrica, quer ao nível de indicadores, quer ao nível das dimensões de agregação desses indicadores.

PONTO DE SITUAÇÃO DAS OUTRAS ENTIDADES REGULADORAS EUROPEIAS

A ERSE promoveu um questionário para avaliar, junto dos reguladores europeus que integram o *Council of European Energy Regulators* (CEER), o estado de preparação dos respetivos relatórios nacionais baseados em indicadores de desempenho das redes inteligentes. Foram recebidos contributos de 12 países, cujas respostas são objeto de análise em anexo ao presente documento justificativo.

A análise das respostas revelou que existem diferenças assinaláveis quanto ao estado de implementação da obrigação decorrente da Diretiva (UE) 2019/944: à data, apenas cinco países (Alemanha, Bélgica, Eslovénia, França e Suécia) tinham definido indicadores de desempenho das redes inteligentes, identificando-se algumas dimensões comuns nesses exercícios, como sejam a eficiência energética, a eficiência operacional ou a gestão de ativos.

¹⁰ Incluindo funcionalidades, metodologias, ferramentas, tecnologias.

PROPOSTAS DOS OPERADORES DE REDES

As propostas de indicadores apresentadas pelos operadores de redes (REN, E-REDES, EDA e EEM), nos termos previstos no artigo 10.º do ROR, cobrem diversas áreas: da observabilidade e controlabilidade à gestão de ativos, do planeamento e investimento à prestação de informação aos clientes, passando pela produção renovável, pelo armazenamento e pelos recursos distribuídos.

No total das propostas recebidas, foram contabilizados cerca de 100 indicadores, incluindo alguns já atualmente reportados ao abrigo de outras disposições regulamentares.

As propostas apresentadas pelos operadores encontram-se detalhadas em anexo ao presente documento.

3 PROPOSTA DE INDICADORES SUBMETIDA A CONSULTA PÚBLICA

Neste ponto do documento apresenta-se, de forma justificada, a proposta da ERSE relativa aos indicadores de desempenho das redes inteligentes a aprovar.

Como se referiu anteriormente, os indicadores de desempenho devem permitir avaliar o grau de desenvolvimento das redes inteligentes, fornecendo informação, para, se necessário, incentivar / modular esse desenvolvimento, focando o papel das redes ao serviço da transição energética, nomeadamente na maximização da capacidade para receção de energia renovável e no envolvimento dos vários utilizadores como clientes ativos da rede.

A proposta de indicadores apresentada pela ERSE parte, necessariamente, dos objetivos e dimensões estabelecidos na legislação e na regulamentação, que, nessa medida, se constituem como conjunto mínimo a abranger, como resumido na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 – Resumo dos objetivos e das dimensões dos indicadores de desempenho, como estabelecidos no quadro legal e regulamentar

	Objetivos	Dimensões dos indicadores
Diretiva (UE) 2019/944 Decreto-Lei n.º 15/2022 ROR	<u>Desenvolver rede inteligente que promova</u> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Eficiência energética ❖ Integração da energia de fontes renováveis ❖ Eficiência da gestão da rede <u>Aumentar</u> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Resiliência ❖ Flexibilidade 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Monitorização à distância e controlo em tempo real dos nós da rede ✓ Gestão de ativos, incluindo exploração de linhas com parâmetros dinâmicos ✓ Planeamento da rede ✓ Redução das perdas na rede ✓ Redução da frequência e duração das interrupções ✓ Prestação de informação aos utilizadores da rede ✓ Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade

Esta proposta, que agora se submete a consulta, deve ser vista como inicial e a bateria de indicadores que vier a ser aprovada na sequência deste processo corresponderá necessariamente a um exercício que se perspetiva como evolutivo e gradual. Nessa medida, a seleção de indicadores cobre apenas as dimensões mais relevantes e com maior concretização nos operadores de rede em Portugal e pondera a complexidade dos indicadores e o esforço necessário para a sua disponibilização, nomeadamente a recolha e tratamento dos dados associados.

Por outro lado, há muito tempo que as redes são monitorizadas em diversas dimensões, por exemplo, no âmbito do seu desempenho ao nível da qualidade de serviço, pelo que vários dos indicadores aqui discutidos são já reportados e objeto de análise noutro contexto regulamentar. A sua referência no presente documento pretende fornecer um contexto mais abrangente da análise do desempenho das redes, ainda que não venham a constar da lista de indicadores a aprovar, nos termos da proposta de Diretiva da ERSE.

Acresce ainda a heterogeneidade dos operadores de rede nacionais, não apenas em termos de dimensão ou de atividades desempenhadas (particularmente manifesta no caso das regiões autónomas), mas também ao nível dos respetivos pontos de partida no que respeita ao desenvolvimento de redes inteligentes.

No contexto europeu, nota-se que o processo de definição de indicadores de desempenho por parte das diversas entidades reguladoras europeias está na sua fase inicial, sendo ainda poucos os casos concretizados. Por outro lado, esperam-se desenvolvimentos quanto a uma harmonização de indicadores.

Na comunicação da Comissão Europeia ¹¹ intitulada “Digitalizar o sistema energético – plano de ação da UE”, refere-se que «A fim de promover o investimento na inteligência da rede elétrica europeia e, em particular, no gémeo digital, é também necessária uma abordagem coordenada que ajude as autoridades reguladoras nacionais a determinar o que constitui um investimento eficiente na digitalização e a proporcionar incentivos aos operadores de redes. Por conseguinte, a Comissão procurará garantir que, até 2023, esteja em vigor um quadro regulamentar adequado para atrair e orientar esses investimentos. Mais concretamente, a Comissão apoiará a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as autoridades reguladoras nacionais (ARN) no seu trabalho de definição de indicadores comuns de redes inteligentes, bem como de objetivos para estes indicadores, para que as ARN possam monitorizar anualmente os investimentos inteligentes e digitais na rede elétrica a partir de 2023 e medir os progressos realizados com vista à criação do gémeo digital».

Também o CEER está a desenvolver abordagens mais harmonizadas e consistentes a nível europeu, sendo de prever a necessidade futura de exercícios de revisão destes indicadores nacionais.

¹¹ Disponível em https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13141-Digitalizacao-do-setor-da-energia-Plano-de-acao-da-UE_pt

A concretização dos indicadores baseou-se, em primeiro lugar, nas propostas apresentadas pelos operadores de rede, mas também nos resultados da análise aos casos internacionais identificados e resumidos neste documento justificativo.

A proposta procura circunscrever a dimensão da bateria de indicadores ¹² e adotar definições claras e harmonizadas ¹³ para esses indicadores, de modo a uniformizar o entendimento e o respetivo reporte por parte dos vários operadores de rede.

Importa ainda referir, em relação às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a necessidade, devidamente assinalada, de, em alguns dos indicadores agora propostos, efetuar a desagregação do reporte ao nível da ilha, o que se justifica pelo facto de estarem em causa redes isoladas (i.e., sem interligação física entre si), pelo que o desenvolvimento do sistema, em cada ilha, também na dimensão da inteligência, se pode assumir como independente.

Nos termos da proposta, nem todos os indicadores se aplicam a todos os operadores de rede, adotando-se como principal variável de segmentação o nível de tensão da rede (MAT, AT, MT, BT). Deve salientar-se que o modelo organizativo dos sistemas elétricos insulares é substancialmente diferente daquele do continente, uma vez que não têm um mercado organizado (nem o respetivo preço horário de produção resultante de ofertas em mercado), nem mercados de serviços de sistema (os quais são prestados no contexto de contratos com a produção ou até por recursos próprios do operador da rede). Também não existe um mercado retalhista liberalizado, pelo que o operador de rede acumula a atividade de comercializador único.

No que se segue são propostos, de forma justificada, os indicadores de desempenho das redes inteligentes a reportar anualmente pelos operadores, para as diversas dimensões consideradas, em concreto:

1. Planeamento da rede
2. Observabilidade e controlabilidade
3. Gestão de ativos e perdas nas redes

¹² A Diretiva (UE) 2019/944 prevê a monitorização e avaliação de desempenho dos operadores das redes com base num conjunto limitado de indicadores [art.º 59.º, n.º 1, al. l)]

¹³ A título de exemplo, nas diferentes propostas apresentadas pelos operadores, são utilizadas, para fins aparentemente semelhantes, expressões como “controlo remoto”, “controlo à distância”, “telecomando”, “teleação” ou “telegestão”, importando, assim, clarificar e adotar uma base comum de designações, limitando, tanto quanto possível, refletir especificidades (desde logo, designativas) de cada sistema ao nível dos indicadores.

4. Qualidade de serviço
5. Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade
6. Coordenação entre operadores de rede
7. Novos atores do sistema elétrico
8. Prestação de informação aos utilizadores da rede
9. Cibersegurança
10. Económica

Faz-se notar que, como já referido, a discussão que se segue convoca, em parte, indicadores já estabelecidos no quadro regulamentar e reportados à ERSE pelos operadores de rede. Entende-se que é importante discutir esses indicadores no âmbito deste trabalho, mas a bateria de indicadores a aprovar, nos termos da proposta de articulado, apenas inclui indicadores novos.

Sem prejuízo, para efeitos de elaboração do relatório que se seguirá à aprovação da bateria de indicadores, todos os indicadores considerados relevantes para avaliação do desempenho das redes inteligentes serão utilizados, incluindo, se for o caso, indicadores que incidam em informação externa ao quadro de atuação dos operadores de rede (por exemplo, a oferta de tarifários indexados é um reflexo da inteligência da rede).

3.1 PLANEAMENTO DA REDE

As redes inteligentes desempenharão um papel relevante no atingir da neutralidade carbónica, nomeadamente, incorporando mecanismos que envolvam todos os utilizadores da rede (produção, armazenamento e consumo) nesta transformação, incentivando decisões eficientes e respostas diretas às necessidades da rede e do sistema elétrico.

Por um lado, a produção apresenta cada vez maior incorporação de energias renováveis descentralizadas (e, atualmente, não despacháveis ou controláveis). Por outro lado, as necessidades de consumo estão também a passar por uma transformação significativa (veja-se, a título de exemplo, o impacto do autoconsumo, do carregamento de veículos elétricos - VE - ou de novos grandes consumidores industriais como *data centres* ou eletrolisadores). As redes elétricas terão de integrar estas novas utilizações, responder à volatilidade acrescida da produção e do consumo e gerir fluxos de eletricidade bidirecionais, mantendo, ao mesmo tempo, uma qualidade de serviço elevada.

O investimento em sistemas de supervisão e automação das redes permite aos operadores a recolha de dados essenciais para otimizar o planeamento, a operação e a manutenção da rede. Em particular, é necessário garantir que, em complemento às soluções tradicionais, seja possível otimizar a utilização das infraestruturas já existentes, racionalizando os investimentos. Note-se que a transição energética representa um incremento significativo nas necessidades de capacidade de receção de renováveis na rede e, assim, de um volume considerável de novos investimentos ¹⁴, que importa orientar criteriosamente.

Tornar as redes mais inteligentes envolve adicionar à camada física das redes uma camada digital, a partir da qual é possível desenvolver novas funcionalidades. Este é um desafio relevante para a concretização da transição energética, onde se perspetivam fluxos de eletricidade menos previsíveis (espacial e temporalmente), e onde a adoção de estratégias de planeamento mais eficientes para a articulação entre a oferta e a procura de eletricidade é fundamental.

O acesso à rede constitui uma forma objetiva de materializar a evolução de um planeamento “*connect & forget*” para uma nova realidade que incentive os utilizadores da rede a adaptarem o seu comportamento às necessidades do sistema, desde o momento da sua ligação. Deste modo, o processo de ligação à rede, com eventuais restrições, pode também incorporar, na fase de análise prévia, os dados fornecidos pelas redes inteligentes. De referir ainda que a capacidade de ligação com restrições, nomeadamente em instalações de consumo, constitui um tema ainda em desenvolvimento na regulamentação nacional, pelo que o exercício de definição de indicadores agora proposto constitui uma primeira abordagem ao tema, passível de alteração em futuras revisões a realizar pela ERSE.

PLANEAMENTO DE REDE: INDICADORES PROPOSTOS PELOS OPERADORES DE REDE

Os operadores de rede, em particular a E-REDES, apresentaram algumas propostas de indicadores de desempenho relacionados com o planeamento de rede, nomeadamente no que concerne ao estudo de rede e ligação de clientes.

A inclusão de indicadores de planeamento de rede é bem recebida por parte da ERSE, uma vez que materializa um modelo inovador de gestão das redes, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, transformando o tradicional utilizador das redes num agente ativo da transição energética.

¹⁴ A Comunicação da Comissão Europeia, COM(2023) 757 final, “Redes, o elo que falta: Um plano de ação da UE para as redes”, estima que seja necessário investir 584 mil milhões de euros nas redes elétricas nesta década [\[link\]](#).

PLANEAMENTO DE REDE: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Considerando o planeamento um aspeto decisivo para garantir uma melhoria na eficiência das redes elétricas, a ERSE propõe o reporte pelos operadores das redes de transporte e de distribuição dos seguintes indicadores de desempenho:

- “Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais” – quociente entre o número de estudos de rede em que tenham sido utilizados diagramas de carga reais, face ao total de estudos realizados, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT).
- “Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais” – quociente entre o número de pedidos de ligação à rede analisados com recurso a diagramas de carga reais sobre a utilização da rede previamente à ligação, face ao total de pedidos de ligação à rede, com detalhe por nível de tensão de ligação (MAT, AT, MT e BT).
- “Disponibilização de capacidade com restrições” – média trimestral ¹⁵, do quociente entre o somatório da capacidade com restrições disponibilizada a instalações de produção ou armazenamento, no fim do trimestre, face ao valor da capacidade já atribuída e não ligada, por subestação, por nível de tensão (MAT, AT e MT), no início do trimestre.
- “Atribuição de capacidade com restrições” – média trimestral ¹⁶, do quociente entre o somatório da capacidade com restrições atribuída a instalações de produção ou armazenamento, no fim do trimestre, face ao somatório da capacidade atribuída no mesmo período, por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT).

¹⁵ Sendo “CANL” o valor da capacidade já atribuída e não ligada no início do trimestre, e “CDR” o valor da capacidade disponibilizada com restrições ao longo do trimestre, o indicador é dado por: $CDR/CANL$. Este indicador, embora reportado apenas na data estipulada no articulado, deve apresentar detalhe trimestral.

¹⁶ Sendo “CA” a soma dos pedidos de capacidade atribuída ao longo do trimestre, e “CAR” o valor da capacidade atribuída com restrições ao longo do trimestre, o indicador é dado por: CAR/CA . Este indicador, embora reportado apenas na data estipulada no articulado, deve apresentar detalhe trimestral.

3.2 OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE

A OBSERVABILIDADE PERMITE AO OPERADOR CONHECER O ESTADO DA REDE

A observabilidade designa a capacidade de o operador observar, à distância, as condições da rede, tendo em vista a estimativa do seu estado presente e futuro. Na prática, a observabilidade é conseguida através de sensores instalados na rede, para medição de variáveis relevantes (corrente, tensão, temperatura, etc.), determinação de estados (de disjuntores, seccionadores, etc.) ou geração de alarmes (sobreintensidade, atuação de proteções, etc.). Maior observabilidade representa maior conhecimento da rede e do seu comportamento, a incorporar no processo de tomada de decisão do operador.

Figura 3-1 – Ilustração do conceito de observabilidade



No caso do sistema elétrico português, o grau de observabilidade da rede e das instalações a ela ligadas depende do nível de tensão considerado, sendo total ou muito significativo em MAT, AT e MT e menor (ainda que em franco desenvolvimento) no caso da rede de BT.

Essa assimetria tem também reflexo na dimensão “tempo” da observabilidade, podendo esta basear-se em monitorização em tempo real (ou quase real) ¹⁷ ou não. Maior exigência está, em regra, associada à operação da rede / gestão de ativos e menor ao planeamento e prestação de informação. A monitorização em tempo real depende da existência de sistemas do tipo SCADA ¹⁸, com capacidade para recolha e processamento de grandes quantidades de dados, respeitando requisitos muito exigentes em termos de fiabilidade e de velocidade, que garantem observabilidade nos níveis de tensão mais elevados. Por seu lado, a observabilidade não em tempo real (que se considera relativa a dados recolhidos com atraso superior a 15 minutos) predomina na BT, em função da sua especificidade, quer em termos físicos (topologia radial

¹⁷ A Diretiva (EU) 2019/944 define «Tempo quase real» como um curto período de tempo, geralmente reduzido a segundos ou no máximo ao período de liquidação dos desvios no mercado nacional (no presente 1 hora e no futuro próximo 15 minutos).

¹⁸ *Supervisory control and data acquisition*

da rede e reduzida dimensão das instalações a ela ligadas), quer em termos do seu modo de exploração ¹⁹. A recolha remota de diagramas de carga (energia em intervalos de 15 minutos) no dia seguinte é um exemplo de observabilidade não em tempo real.

É neste contexto que a Diretiva (UE) 2019/944, o Decreto-Lei n.º 15/2022 e o ROR preveem a existência de indicadores de desempenho para a monitorização à distância dos nós / subestações da rede. Note-se que a observabilidade nos pontos de entrega (de produção ou de consumo) é determinada pelos regulamentos específicos de condições de ligação (códigos de rede europeus de ligação ou Regulamento das Redes) ou pelas condições de participação em serviços específicos (serviços de sistema ou serviços de flexibilidade).

A CONTROLABILIDADE PERMITE AO OPERADOR ATUAR SOBRE O ESTADO DA REDE

A controlabilidade designa a capacidade de o operador atuar, à distância e em tempo real ou quase real, sobre a rede, através do envio de comandos (abertura/fecho de disjuntores, alteração de tomadas de transformação, etc.), de *setpoints* (por exemplo, de potência ativa injetada na rede por instalações de produção) ou de parametrizações (teleparametrização de proteções, alteração da potência contratada, etc.).

Figura 3-2 – Ilustração do conceito de controlabilidade



Observabilidade (capacidade para recolha remota de informação relativa ao estado da rede) e controlabilidade (capacidade para atuação remota sobre a rede, com base na informação recolhida) podem ser vistas como pré-requisitos da infraestrutura das redes inteligentes, sendo a primeira determinante para a segunda. Nesta medida, o que antes se referiu em relação aos diferentes estágios de desenvolvimento da observabilidade para os vários níveis de tensão das redes em Portugal influencia, naturalmente, a controlabilidade.

¹⁹ Sem embargo, registam-se necessidades crescentes de os operadores interagirem em tempo real ou quase real com algumas instalações de utilização ligadas às redes de BT (por exemplo, para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade).

Maior controlabilidade significa maior capacidade de intervenção por parte do operador, reforçando a flexibilidade e resiliência das atividades de gestão e operação do sistema elétrico.

Neste âmbito, a Diretiva (UE) 2019/944, o Decreto-Lei n.º 15/2022 e o ROR preveem a existência de indicadores de desempenho para o controlo em tempo real dos nós / subestações da rede.

OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE: INDICADORES PROPOSTOS PELOS OPERADORES DE REDE

Os operadores de rede apresentaram diversas propostas de indicadores de desempenho, direta ou indiretamente relacionados com observabilidade e controlabilidade.

No essencial, e em linha com o que se discutiu anteriormente, são indicadores que respeitam à capacidade de os operadores monitorizarem, medirem e/ou atuarem remotamente sobre equipamentos de rede, mas também sobre instalações dos utilizadores.

A inclusão de indicadores de observabilidade e de controlabilidade aplicáveis a pontos de entrega merece concordância por parte da ERSE, uma vez que a capacidade de recolha remota de informação dessas instalações pelos operadores e o respetivo controlo se assumem como determinantes para maximizar o potencial das redes, contribuindo para uma operação mais flexível e inteligente.

OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

São propostos quatro indicadores de observabilidade relativos à capacidade de monitorizar à distância (esta monitorização abrange medidas, estados ou alarmes), em tempo real ou quase real (com intervalo de tempo até 15 minutos), e não em tempo real ou quase real (com atraso superior a 15 minutos), a rede e as instalações a ela ligadas (com desagregação por nível de tensão/fornecimento, tipo de elemento de rede e tipo de instalação de utilização), nos seguintes termos:

- “Elementos de rede com observabilidade em tempo real ou quase real” – indicador calculado como a percentagem de elementos de rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT).

- “Elementos de rede com observabilidade não em tempo real ou quase real” – indicador calculado como a percentagem de elementos de rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT).
- “Instalações ligadas à rede com observabilidade em tempo real ou quase real” – indicador calculado como a percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).
- “Instalações ligadas à rede com observabilidade não em tempo real ou quase real” – indicador calculado como a percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).

Reconhecendo-se a existência de vários outros elementos de rede passíveis de monitorização remota, de que são exemplo os barramentos das subestações ou as baterias de condensadores, a proposta procura focar-se nos principais elementos para a operação do sistema elétrico, com o objetivo de não complexificar demasiadamente o exercício de cálculo e reporte, nem o subsequente exercício de análise.

Por seu lado, são propostos três indicadores de controlabilidade relativos à capacidade de controlar à distância, em tempo real ou quase real, os elementos de rede (está em causa, concretamente, o controlo sobre as tomadas dos transformadores e sobre os equipamentos de corte e seccionamento) ou as instalações ligadas à rede (quer a um nível mais básico de ligação/desligação, quer em termos de capacidade para modular o consumo ou a injeção na rede), com desagregação por nível de tensão/fornecimento, tipo de elemento de rede e tipo de instalação de utilização, nos seguintes termos:

- “Controlabilidade dos elementos de rede” – indicador calculado como a percentagem de elementos de rede controláveis à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT).

- “Controlabilidade para ligação ou desligação de instalações ligadas à rede” – indicador calculado como a percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância pelo operador de rede para efeitos de ligação e desligação, em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).
- “Controlabilidade para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede” – indicador calculado como a percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN).

3.3 GESTÃO DE ATIVOS E PERDAS NAS REDES

A gestão de ativos constitui uma estratégia que procura equilibrar o desempenho, o custo e o risco. Os diversos tipos de ativos possuem um ciclo de vida técnico, com base no qual é estabelecido um ciclo de vida contabilístico. Assim, a definição de indicadores de desempenho aplicados a redes inteligentes, num contexto de descentralização e inovação, deve ser indutora de uma eficiência global na gestão de ativos técnicos.

Por seu lado, a avaliação das perdas de energia elétrica (nas dimensões técnica e comercial) é também um aspeto importante na garantia de uma melhor eficiência operacional das redes elétricas.

3.3.1 GESTÃO DE ATIVOS: TAXA DE FALHAS

O CONHECIMENTO SOBRE A CONDIÇÃO DO ATIVO PERMITE REDUZIR A OCORRÊNCIA DE FALHAS

A vida técnica de um ativo é a fase do ciclo de vida em que se verificam os rendimentos do ativo, os quais são maximizados quando os custos de manutenção são otimizados. Os ativos são concebidos com determinadas características que lhes permitem desempenhar as suas funções ao longo da sua vida técnica, donde se conclui que uma falha representa a perda ou limitação da função de um ativo. As falhas potenciais evoluem para falhas funcionais se não forem oportunamente corrigidas, o que requer estratégias de manutenção criteriosas a partir do momento em que os ativos entram em exploração.

As metodologias de gestão de ativos devem incorporar a identificação e posterior análise das falhas, potenciais ou funcionais, com intuito de procurar um equilíbrio entre o desempenho, os custos e os riscos. Considerando o risco como o efeito da incerteza nos objetivos, a correta gestão de risco constitui-se como um processo proativo, visando antecipar os problemas potenciais.

Recorrendo à observabilidade e controlabilidade da rede, antecipa-se uma melhoria significativa nas metodologias de cálculo de indicadores de condição para os ativos da rede, incluindo naturalmente abordagens de inteligência artificial. Com indicadores de condição mais robustos, é desejável um incremento na capacidade de previsão e prevenção de falhas, alocando recursos que garantam a condição com base na projeção do estado dos ativos.

TAXA DE FALHAS: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

As propostas de indicadores apresentadas à ERSE pelos operadores de rede, preveem, com destaque para a rede de transporte, indicadores de desempenho relativos à taxa de falhas. A proposta de definição de indicadores de desempenho aplicados a redes inteligentes considera os ativos mais relevantes para o sistema elétrico com informação coletável de forma massificada.

- “Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata” – indicador calculado como a proporção de falhas que obrigaram à retirada de serviço do transformador, face ao número total de transformadores, em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT.
- “Defeitos por extensão de rede”²⁰ – calculado como a proporção de defeitos com origem interna, por 100 km de rede, resultantes de defeito de isolamento e que requeiram a abertura de disjuntores ou seccionadores, com detalhe por nível de tensão.

3.3.2 GESTÃO DE ATIVOS: EXPLORAÇÃO DE LINHAS COM PARÂMETROS DINÂMICOS

A CAPACIDADE DE TRANSPORTE DAS LINHAS AÉREAS É CALCULADA COM RECURSO A PARÂMETROS ESTÁTICOS

A temperatura de um condutor elétrico é função das condições meteorológicas a que se encontra sujeito e da corrente que o percorre. À medida que a temperatura do condutor de uma linha aérea aumenta,

²⁰ Este indicador visa interrupções do tipo acidental, causa própria e origem interna, nos termos do RQS.

diminui a sua distância ao solo (i.e., aumenta a respetiva flecha ²¹), que tem de obedecer a mínimos regulamentares. Adicionalmente, a ultrapassagem do valor máximo de temperatura de um condutor afeta o seu período de vida útil, podendo mesmo causar danos irreversíveis. Em regra, o limite térmico determina a capacidade de transporte nas linhas com comprimento até 200 km ²² (que constituem a totalidade das existentes em Portugal).

Por conseguinte, e nos termos do ponto 2.4.1 do Procedimento 5 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema ([MPGGS](#)), 1) o nível de carga das linhas aéreas da RNT não pode superar a respetiva capacidade térmica permanente definida para cada período sazonal (limitação de natureza térmica) e 2) a capacidade em regime permanente pode ser limitada a um valor inferior, designadamente por razões de estabilidade dinâmica ou colapso de tensão (limitação de natureza elétrica) ²³.

A limitação do nível de carga de cada linha visa, assim, para todos os seus vãos, manter a temperatura dos condutores abaixo das respetivas temperaturas máximas ²⁴ e, no que se constitui como derradeiro limiar de operação de uma linha aérea, assegurar que a respetiva flecha máxima não é excedida.

O MPGGS ²⁵ estabelece limites térmicos sazonais para o verão (junho a setembro) e para o inverno (dezembro a fevereiro) ²⁶. Estes limites são estáticos, ou seja, mantêm-se ao longo de todo o período e calculam-se com base nas equações que regem o comportamento térmico dos condutores ²⁷ e em dados estatísticos históricos de temperatura e radiação solar. De facto, e para além do efeito Joule ²⁸, a temperatura dos condutores é influenciada pelas condições meteorológicas, em particular pela velocidade

²¹ Nos termos do [Decreto Regulamentar n.º 1/92](#), de 18 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas da Alta Tensão, entende-se por flecha de um condutor a distância entre o ponto do condutor ou do cabo de guarda onde a tangente é paralela à reta que passa pelos pontos de fixação e a intersecção da vertical que passa por esse ponto com esta reta, supostos o condutor ou o cabo de guarda não desviados pelo vento.

²² «Redes de energia elétrica – uma análise sistémica», José Pedro Sucena Paiva, IST Press, abril de 2005, pág. 197

²³ Efetivamente, o limite da capacidade de transporte de uma linha é determinado pela temperatura máxima admissível dos condutores, pela estabilidade da marcha síncrona (quando existem geradores ligados nos extremos da linha) e ainda pela estabilidade de tensão (quando não existe suporte de reativa na receção) [«Redes de energia elétrica – uma análise sistémica», José Pedro Sucena Paiva, IST Press, abril de 2005, pág. 196]

²⁴ Note-se que, de um modo geral, o gestor da rede conhece, em tempo real, a corrente instantânea de cada linha, mas não a sua temperatura – que varia ao longo da própria linha: algumas linhas da RNT ultrapassam 100 km de comprimento.

²⁵ Ponto 3.1 do Procedimento 5.

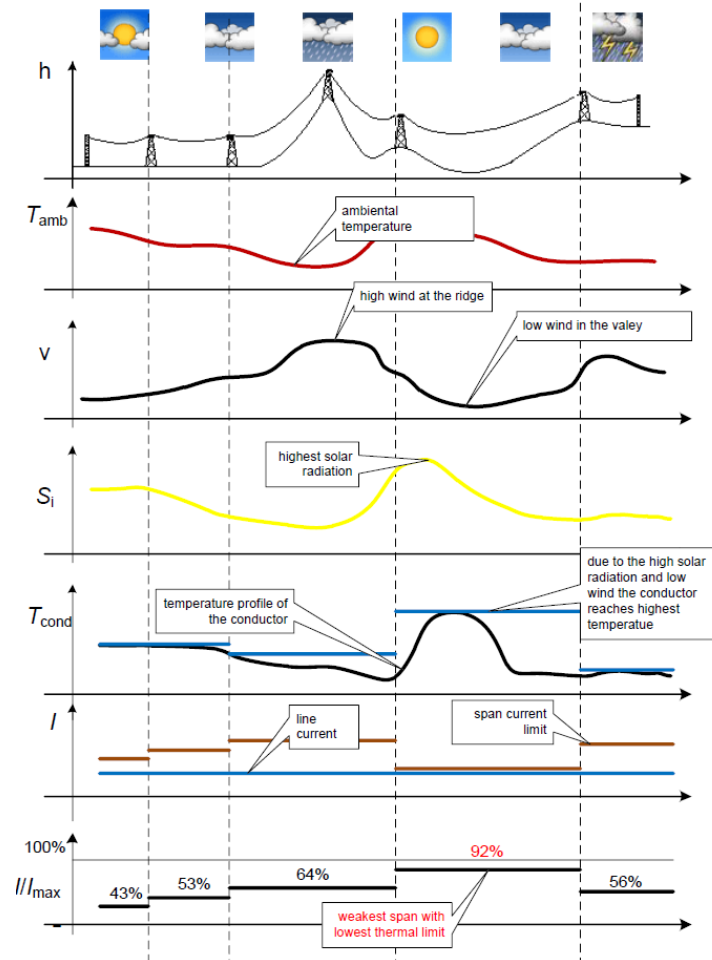
²⁶ Note-se que o limite térmico das linhas aéreas é, a 35 °C, cerca de 2/3 do respetivo valor a 15 °C e, por esta razão, a capacidade de transporte no verão é apreciavelmente inferior à de inverno. [«Redes de energia elétrica – uma análise sistémica», José Pedro Sucena Paiva, IST Press, abril de 2005, pág. 197]

²⁷ Sendo referenciais os modelos da CIGRE (<https://www.e-cigre.org/publications/detail/601-guide-for-thermal-rating-calculations-of-overhead-lines.html>) e da IEEE (<https://ieeexplore.ieee.org/document/6692858>).

²⁸ Dissipação de calor como resultado da passagem de corrente elétrica pelo condutor.

e pela direção do vento, pela radiação solar e pela temperatura do ar. Estas condições variam ao longo do tempo e do espaço (ver Figura 3-3).

Figura 3-3 – Variabilidade dos principais fatores que influenciam a capacidade de uma linha aérea

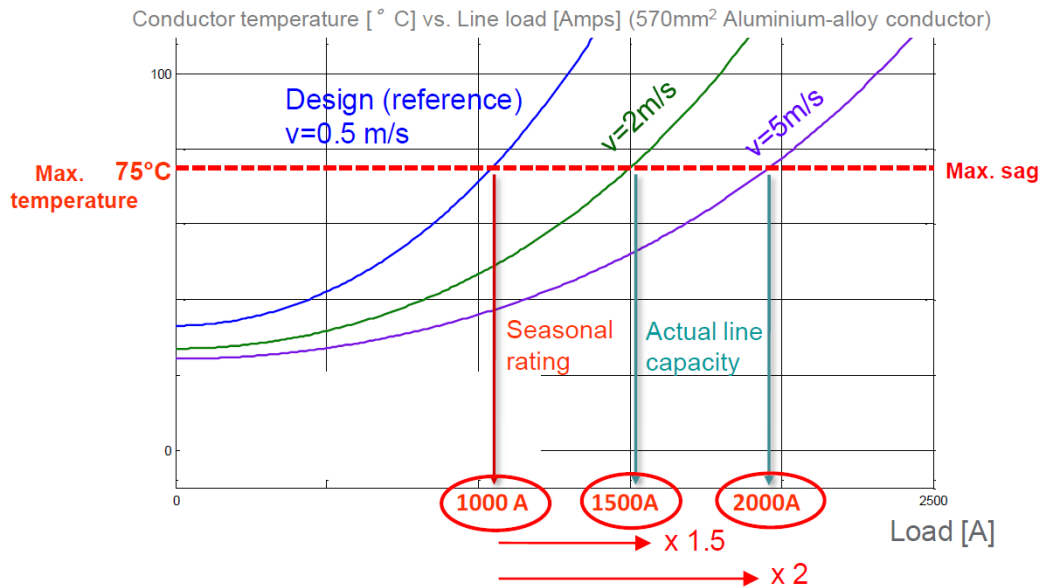


Fonte: «Dynamic Line Rating for overhead lines – V6», ENTSO-E, 30 March 2015

O fator meteorológico que mais influencia a temperatura de uma linha aérea é a velocidade do vento. Para o estabelecimento de limites estáticos de capacidade das linhas da RNT, o MPGGS²⁹ adota uma velocidade do vento, constante, de 0,6 m/s. A Figura 3-4 ilustra, para um caso concreto, o impacto que esta variável pode assumir.

²⁹ Ponto 3.2 do Procedimento 5.

Figura 3-4 – Relação entre velocidade do vento e capacidade de transporte do condutor



Fonte: «Forecasting of Dynamic Line Ratings for Market Systems», Ampacimon, FERC Technical Conference 2017, Washington DC

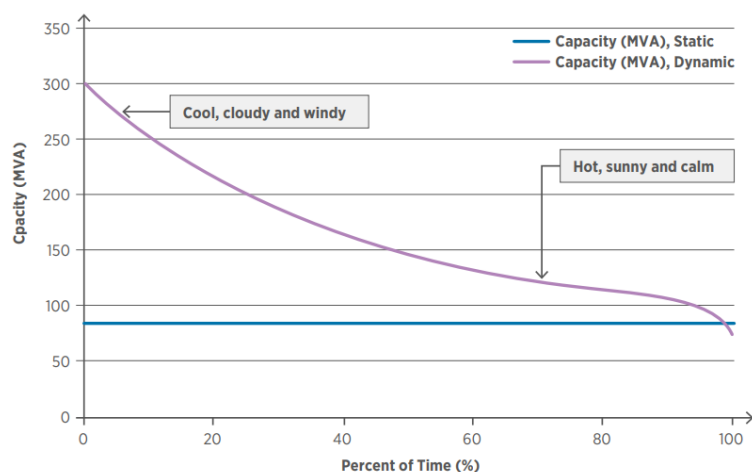
O RECURSO A PARÂMETROS DINÂMICOS PERMITE OTIMIZAR O CÁLCULO

Assim, em alternativa ao modelo de fixação da capacidade máxima de cada linha com base em parâmetros estáticos, definidos a partir de cenários conservadores ³⁰, o recurso a parâmetros dinâmicos (medidos, comunicados e integrados no cálculo em tempo real) ³¹ permite refletir as condições reais de exploração das linhas, com potenciais benefícios ao nível da otimização da capacidade disponível em cada período, como representado na Figura 3-5.

³⁰ Que consideram, por um lado, temperatura do ar e radiação solar elevadas e, por outro, velocidade do vento reduzida.

³¹ Em inglês, *Dynamic Line Rating*. Note-se que estes parâmetros podem alimentar modelos de cálculo muito diversos, sejam eles baseados em condições meteorológicas (a partir das quais se calculam a temperatura do condutor e a flecha), na temperatura do condutor (medida diretamente) ou em medidas de natureza mecânica (como a tensão de tração do condutor, a partir da qual se calcula a flecha).

Figura 3-5 – Comparação entre parâmetros estáticos e dinâmicos na capacidade disponível da linha



Fonte: «Dynamic line rating», IRENA, 2020

Naturalmente, a incorporação de parâmetros dinâmicos no processo de cálculo deve ser feita de modo gradual, com base em análise custo-benefício e em critérios objetivos de seleção das linhas, de que é exemplo o conjunto de linhas com maior registo de “congestionamento estático” em cenário de elevada eolicidade.

São conhecidos diversos projetos de utilização de parâmetros dinâmicos promovidos ao longo dos últimos anos com resultados muito promissores ³². A REN começou a desenvolvê-los há mais de duas décadas e continua a fazê-lo ³³. Também a E-REDES (anterior EDP Distribuição) tem realizado projetos nesta área ³⁴, concluindo pela existência de benefícios associados à exploração de linhas aéreas com base em capacidades apuradas em tempo real.

Para melhor se perceber o potencial impacto da adoção de parâmetro dinâmicos, e a mero título de exemplo, um artigo datado de 2018, intitulado «DLR use for optimization of network design with very large wind (and VRE) penetration» ³⁵, identificou para quatro casos de estudo (Portugal, Suécia, Alemanha e Estados Unidos da América) aumentos mínimos de 40% da capacidade disponível de algumas linhas.

³² Alguns exemplos descritos no artigo «A Review of Dynamic Thermal Line Rating Methods With Forecasting» incluem Áustria, Bélgica, Espanha, França, Canadá ou Estados Unidos da América (disponível em <https://www.ampacimon.com/assets/6c321749-8e92-4e79-9c67-2f866dd48604/transactions-a-review-of-thermal.pdf>)

³³ <https://www.ren.pt/pt-pt/inovacao/projetos-transformadores/dynamic-line-rating-para-exploracao-dinamica-da-rede>

³⁴ http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIRED2011_0502_final.pdf

³⁵ Disponível em https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/08/2018_WIW18_DLR.pdf

Contudo, e para além de aspetos práticos de implementação ³⁶, crê-se que duas razões determinaram que, até agora, esta abordagem não tenha sido adotada em maior escala: 1) a existência, em termos genéricos, de sobrecapacidade das redes de transporte e 2) o razoável desacoplamento entre produção convencional e condições meteorológicas que induzem aumento de capacidade das linhas, particularmente valores elevados de velocidade do vento.

Ambas as razões têm vindo a perder validade (seja, por um lado, pela evidência de escassez de capacidade da rede em determinados nós, seja, por outro lado, pela forte penetração de energia produzida a partir de fonte eólica), o que, a par dos esperados benefícios decorrentes da adoção de parâmetros dinâmicos ³⁷, terá motivado a Comissão Europeia a impor o estabelecimento de indicadores de desempenho neste domínio.

EXPLORAÇÃO DE LINHAS COM PARÂMETROS DINÂMICOS: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

As propostas de indicadores apresentadas à ERSE pelos diversos operadores de rede não preveem indicadores de desempenho relativos à exploração de linhas com parâmetros dinâmicos. Tendo em consideração essa circunstância, a proposta da ERSE decorre dos exemplos identificados no decurso deste trabalho, e muito concretamente o relatório do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América dirigido ao Congresso ³⁸ e o recente relatório do regulador francês (CRE) ³⁹.

Assim, o relatório norte-americano adota três indicadores no âmbito da exploração de linhas com parâmetros dinâmicos, dois relativos à infraestrutura abrangida e um relativo ao respetivo desempenho comparativo:

- *“Number of transmission lines to which dynamic line ratings are applied”.*
- *“Percentage miles of transmission circuits operated under dynamic line ratings”.*

³⁶ São conhecidas dificuldades, por exemplo, ao nível da comunicação entre os equipamentos instalados no terreno e os sistemas centrais dos operadores.

³⁷ De que são exemplo 1) evitar ou diferir investimento em rede (e respetivos impactes tarifários), 2) melhoria da segurança operacional da rede (pelo recurso a informação real), 3) redução da necessidade de deslastre de energia de fontes renováveis (por via da redução de congestionamentos), 4) incorporação de melhor informação para efeitos de manutenção da rede (por exemplo, na programação de indisponibilidades).

³⁸ «*Smart Grid System Report*»

³⁹ «*Rapport d'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent*»

- “Yearly average transmission transfer capacity expansion due to the use of dynamic (versus fixed) line ratings”.

Por seu lado, a CRE adota apenas o indicador “Number of lines with Dynamic Line Rating”, aplicável ao operador da rede de transporte, embora no seu relatório apresente também dados relativos à extensão total das linhas exploradas com parâmetros dinâmicos, bem como um registo comparativo entre a capacidade estática e a capacidade dinâmica.

Considerando tudo o que antes se referiu, propõe-se que, para cada nível de tensão (MAT, AT e MT), os respetivos operadores reportem os seguintes indicadores no âmbito da exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos:

- “Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos” – calculado como o quociente entre o somatório do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório do comprimento de todas as linhas aéreas existentes, para cada nível de tensão (MAT, AT e MT).
- “Desempenho da exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos” – calculado como o quociente entre o somatório dos valores médios anuais dinâmicos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório dos valores médios anuais de capacidade estáticos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos, para cada nível de tensão (MAT, AT e MT).

3.3.3 GESTÃO DE ATIVOS: UTILIZAÇÃO

A gestão de ativos não deve ser indiferente aos objetivos de política energética, assim como ao papel esperado dos operadores das redes quanto à facilitação da transição energética. Efetuar esta transição de forma sustentável requer a resposta a novos desafios ao nível da adequação das redes, sem prejuízo da aposta na eficiência energética, e da implementação de novas soluções que permitam maximizar a integração da produção renovável, cada vez mais descentralizada e ligada a níveis de tensão mais próximos dos consumos. Contudo, e paralelamente, esta tendência está associada a uma capacidade cada vez maior dos consumidores satisfazerem necessidades com o recurso a produção própria, o que poderá levar a um crescente desacoplamento entre a evolução do consumo e a utilização efetiva das redes.

A digitalização e o recurso a tecnologias de informação na operação das redes permitirão, de forma gradual, a participação da procura e a gestão ativa da rede, bem como um melhor conhecimento do estado dos

ativos, com um elevado potencial de redução das pontas de carga nas redes, e de otimização dos investimentos necessários para assegurar a qualidade de serviço. Este fator permitirá desenvolver novas soluções de gestão flexível através do diferimento da procura e da diminuição e alisamento das pontas, diminuindo a ociosidade das infraestruturas.

Tendo presente que os investimentos de rede são, maioritariamente, determinados pela evolução das pontas de carga locais e pela utilização da potência instalada, para o dimensionamento da capacidade dos diversos ativos é determinante a sinalização de zonas geográficas específicas, de forma a avaliar os níveis de utilização, tendo por base a caracterização física das redes em exploração.

A utilização dos ativos, medida em termos de fatores de utilização, deve ter em consideração a energia que pode transitar durante um determinado intervalo de tempo. Assim, para cada indicador, o fator de utilização pode ser medido em função do valor médio e do valor de ponta, sendo expectável que a evolução na gestão de ativos em redes inteligentes aproxime estes valores.

UTILIZAÇÃO: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

As propostas de indicadores apresentadas à ERSE pelos operadores de rede, com destaque para os operadores das regiões autónomas, preveem indicadores relativos à utilização das redes.

A proposta de definição de indicadores de desempenho aplicados à utilização das redes inteligentes considera os ativos mais relevantes para o sistema elétrico com informação coletável de forma massificada, o que se materializa na definição de indicadores de utilização para transformadores:

- “Utilização da potência de carga” – indicador calculado como o quociente entre a potência média e a potência instalada, com detalhe por transformador de subestação e posto de transformação, em função do nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT).
- “Utilização da potência instalada” – indicador calculado como o quociente entre a potência de ponta registada e a potência nominal de transformação, com detalhe por transformador de subestação e posto de transformação, em função do nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT).

Uma vez que a [Diretiva n.º 2/2016](#), de 8 de janeiro, (Normas Complementares para prestação de informação à ERSE pelos operadores das redes elétricas ao abrigo do RARI), já prevê o reporte dos indicadores referidos anteriormente, não se considera necessário aprovar, para efeitos do presente

exercício, tais indicadores, dando-se apenas nota de que serão considerados no âmbito da avaliação do desempenho das redes inteligentes.

3.3.4 PERDAS NAS REDES

A transmissão de energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores finais tem lugar através da rede de transporte, em MAT, e de redes de distribuição, em AT, MT e BT, essencialmente constituídas por linhas, cabos e transformadores. A veiculação de energia elétrica ao longo destas redes implica, inevitavelmente, perdas técnicas. Devido a estas perdas, a energia produzida tem de ser superior à consumida.

Além das perdas técnicas, existem perdas comerciais (ou perdas não técnicas) que resultam em boa medida do furto e da fraude, causados por terceiros. O furto está tipicamente associado a ligações clandestinas, desvios diretos da rede, sem qualquer forma de cobrança, enquanto a fraude de energia resulta da adulteração do equipamento de medição, causando erro de leitura e, conseqüentemente, divergências na faturação.

A quantificação das perdas resulta da diferença entre a energia entrada no sistema e a energia saída, num determinado intervalo de tempo.

Cada nível de tensão é suscetível a perdas de energia, sendo um dos desafios dos operadores melhorar a eficiência operacional das redes. No modelo português, a energia de perdas é adquirida pelos comercializadores e entregue às redes, sendo um custo diretamente imputado aos consumidores através das suas faturas. Não obstante, deve ser (e é) uma variável incorporada no processo de decisão de investimentos e de gestão da rede.

A crescente integração da digitalização, da sensorização e da automatização nas redes elétricas capacita-as para serem mais eficientes e contribui para a redução das perdas.

Os valores das perdas nas redes de transporte e de distribuição e a quantidade total de energia distribuída são, desde há muito, reportados anualmente à ERSE pelos operadores das redes.

Relativamente ao operador da RNT, os valores das perdas são reportados juntamente com a informação sobre balanço energético previsto na Diretiva n.º 2/2016, de 8 de janeiro.

No caso do operador da RND, ao qual se aplica um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição ⁴⁰, os valores das perdas (já reportados à ERSE) são fundamentais para calcular o valor do prémio/penalidade a atribuir ao abrigo do mecanismo.

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados que venham a ser alcançados com as ações de mitigação do consumo indevido, desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3).

As componentes 2 e 3 correspondem a uma partilha entre os consumidores e o operador da RND dos montantes que, anualmente, vierem a ser recuperados pelas ações de mitigação do consumo indevido e dependem unicamente da dimensão do sucesso dessas ações. Nesse sentido, não envolvem encargos adicionais para os consumidores e são um incentivo para o operador da RND melhorar o seu desempenho neste domínio.

Um dos principais benefícios das redes inteligentes é fornecer aos operadores das redes a capacidade de observar e controlar as redes elétricas remotamente e em tempo real, ajudando a identificar e corrigir problemas que podem ser causadores de perdas. Os contributos das redes inteligentes para a redução de perdas podem ser materializados através dos seguintes exemplos:

- Monitorizar a temperatura dos transformadores para avaliar a existência de defeitos e a necessidade da sua substituição.
- Controlar o consumo de energia de equipamentos elétricos para ajudar a reduzir a quantidade de energia veiculada pela rede e, conseqüentemente, as perdas de energia
- Tirar partido da controlabilidade da rede de forma a adotar a topologia de rede mais adequada, em cada momento, para reduzir as perdas.
- Identificar e combater situações de consumo indevido de energia.

PERDAS: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Sendo as perdas um aspeto importante para garantir uma melhor eficiência operacional das redes elétricas, a ERSE considera relevantes os seguintes indicadores de desempenho:

⁴⁰ Estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho.

- “Taxa de perdas na rede de transporte” – calculado, para o nível de tensão MAT, como a relação entre as perdas totais na rede de transporte e a energia ativa medida à entrada (em percentagem).
- “Taxa de perdas nas redes de distribuição” – calculado, para cada nível de tensão (AT, MT e BT), como a relação entre as perdas totais verificadas num determinado nível de tensão da rede de distribuição e a energia ativa medida à entrada (em percentagem).
- “Energia identificada por consumo indevido” – corresponde à identificação da apropriação indevida de energia, incluída nos respetivos autos emitidos durante o ano, pelo operador da rede de distribuição, com desagregação por nível de tensão/fornecimento (AT, MT, BTE, BTN) (em MWh).

Uma vez que a [Diretiva n.º 2/2016](#), de 8 de janeiro, já prevê o reporte por parte do ORT das perdas totais na rede de transporte, não se considera necessário aprovar, para efeitos do presente exercício, o indicador “taxa de perdas nas redes de transporte”, dando-se apenas nota de que será considerado no âmbito da avaliação do desempenho das redes inteligentes.

Os restantes dois indicadores são também já reportados pelo operador da RND conforme estabelecido no artigo 144.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico, pretendendo-se estender o seu reporte aos ORD exclusivamente em BT e aos operadores das redes das regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Para o efeito, esses indicadores constam da lista de indicadores a aprovar, nos termos da proposta de Diretiva da ERSE.

3.4 QUALIDADE DE SERVIÇO

3.4.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

REDES RESILIENTES MINIMIZAM O TEMPO DE INATIVIDADE, RECUPERANDO MAIS RAPIDAMENTE DE INTERRUPÇÕES

A qualidade de serviço técnica abarca a continuidade de serviço, ou seja, a disponibilidade do serviço de fornecimento, bem como a qualidade da energia elétrica, sendo influenciada pelos vários agentes da cadeia de valor do sistema elétrico, nomeadamente os centros electroprodutores, os operadores das redes e os clientes, e por agentes externos que impactam nas instalações de produção e nas infraestruturas de rede, nomeadamente eventos meteorológicos extremos.

As interrupções de fornecimento de energia elétrica impedem muitas funções sociais e estão associadas a custos elevados, especialmente em determinados segmentos do setor industrial, sendo importante monitorizá-las e identificar planos de ação para mitigar a sua ocorrência.

A crescente integração de digitalização e automatização na rede elétrica é benéfica, tornando-a mais resiliente. A resiliência da rede pode ser definida como a capacidade de uma rede para se adaptar, resistir e recuperar de falhas ou interrupções (causadas, por exemplo, por desastres naturais ou ataques cibernéticos), mantendo o seu funcionamento e desempenho. A resiliência é um atributo que pode abranger quatro componentes:

1. Capacidade de adaptação (adaptabilidade): uma rede elétrica resiliente deve ser capaz de se adaptar a mudanças nas condições operacionais causadas, por exemplo, por falhas ou condições adversas. Nestas situações, a rede deve conseguir ajustar a sua configuração para assegurar o fornecimento contínuo de energia elétrica.
2. Capacidade de resistência (resistência): a resiliência da rede elétrica envolve a capacidade de resistir a interrupções, sejam elas causadas por falhas de *hardware*, *software*, erros humanos, desastres naturais ou ataques maliciosos.
3. Capacidade de recuperação (recuperabilidade): a recuperação é uma componente fundamental da resiliência da rede. Após a ocorrência de uma interrupção, a rede deve ser capaz de recuperar rapidamente através da ativação de *backups* ou da sua reconfiguração.
4. Redundância: a resiliência muitas vezes depende da redundância da rede, ou seja, da presença de elementos de rede duplicados ou de caminhos alternativos na rede para a energia fluir até aos pontos de consumo, evitando a ocorrência de interrupções.

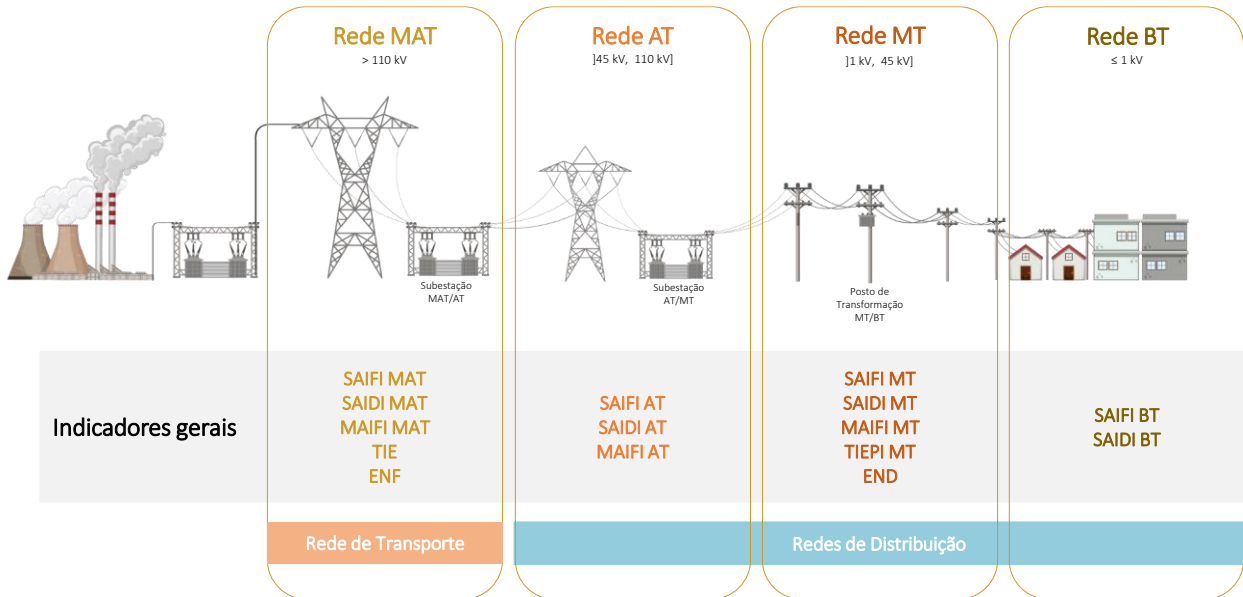
Pelo exposto anteriormente, as redes inteligentes devem assegurar melhores níveis de qualidade de serviço, garantindo a continuidade do serviço fornecido ao cliente.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), aprovado pelo [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho, prevê que os operadores das redes de transporte e de distribuição enviem à ERSE dados, desagregados por nível de tensão, de diversos indicadores gerais de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes elétricas, tais como a Duração Média de Interrupções Longas ⁴¹ do Sistema (SAIDI) ou a Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema (SAIFI). Por sua vez, o Procedimento n.º 2 do Manual de

⁴¹ Interrupções longas são interrupções com duração superior a três minutos.

Procedimentos da Qualidade de Serviço ⁴² (MPQS), estabelece o método de cálculo dos indicadores gerais de continuidade de serviço apresentados na Figura 3-6.

Figura 3-6 – Indicadores gerais de continuidade de serviço monitorizados nos diversos níveis de tensão



A nível da fiabilidade e da disponibilidade dos elementos de rede e dos equipamentos que integram a rede de transporte, a ERSE instituiu, em 2009, o reporte (pelo operador da rede de transporte) de indicadores que, de modo agregado, monitorizassem o tempo médio em serviço dos dois principais tipos de elementos da rede de transporte: os circuitos de linhas e os transformadores de potência. Esses indicadores são:

- “Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha” – indicador que representa a média de circuitos de linha disponíveis na rede de transporte;
- “Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência” – indicador que representa a média de transformadores de potência disponíveis na rede de transporte.

Uma vez que o RQS já prevê o reporte dos indicadores referidos anteriormente, não se considera necessário aprovar, para efeitos do presente exercício, tais indicadores, dando-se apenas nota de que serão considerados no âmbito da avaliação do desempenho das redes inteligentes. Embora os indicadores

⁴² Disponível em https://www.erse.pt/media/rx0n51ds/regulamento-n-%C2%BA-826_2023_mpgs_capa_%C3%ADndice.pdf

referidos sejam exclusivamente reportados pelo operador da RNT, o ponto 3.3.1 deste documento prevê outros indicadores (“Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata” e “Defeitos por extensão de rede”), aplicáveis a todos os operadores das redes, que permitem também avaliar a fiabilidade do desempenho das redes inteligentes.

Em relação à continuidade de serviço, e para além dos habituais indicadores padronizados a nível internacional e estabelecidos no RQS, considera-se relevante a identificação de novos indicadores para avaliar o desempenho das redes inteligentes.

As funcionalidades de qualidade de serviço suportadas pelos contadores inteligentes permitem detetar interrupções longas de fornecimento de energia elétrica nas instalações dos clientes a partir do registo do evento do início da falha e do fim da mesma. A deteção de interrupções pelos operadores de rede a partir da informação disponibilizada pelos contadores inteligentes, potencia a atuação mais proativa pelos operadores, antecipando os tradicionais contactos telefónicos realizados pelos clientes e diminuindo o tempo real das interrupções. Apesar de se reconhecerem ainda limitações atribuídas aos contadores inteligentes no que respeita à identificação de interrupções que possam ou não ser da responsabilidade do operador, crê-se que a implementação de procedimentos de despiste por verificação do estado de instalações adjacentes permitirá mitigar esta dificuldade.

Nesse sentido, a monitorização da taxa de interrupções longas registadas pelos contadores inteligentes possibilitará avaliar os benefícios das redes inteligentes no que respeita à deteção dessas interrupções, e consequente mobilização de equipas ao terreno para resolução de eventuais anomalias na rede elétrica.

UMA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA ADEQUADA GARANTE A COMPATIBILIDADE DO FUNCIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS LIGADOS À REDE

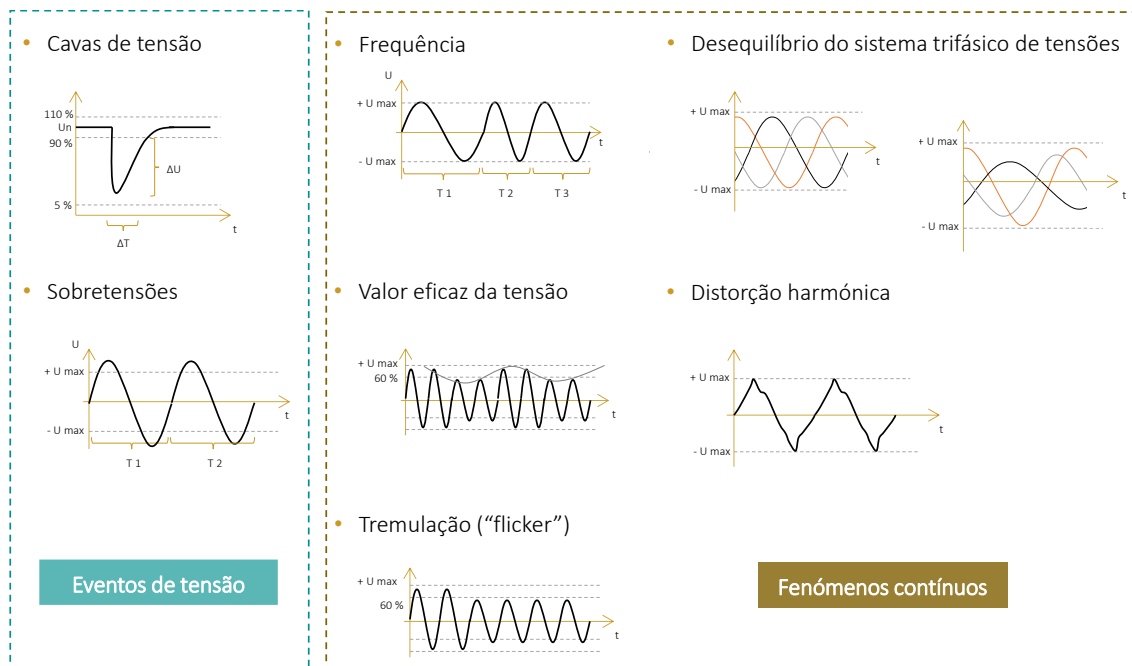
A transição energética introduz desafios acrescidos para a operação e exploração das redes elétricas sob o ponto de vista de assegurar níveis adequados de qualidade da energia elétrica (QEE) devido, entre outros aspetos, à proliferação de recursos de geração distribuída e variável, como os painéis fotovoltaicos e as turbinas eólicas, que operam de forma intermitente, tornando mais difícil manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, equipamentos modernos constituídos por fontes de alimentação comutadas (como os computadores, as máquinas de lavar, os aparelhos de ar condicionado, os frigoríficos, as luzes LED, os inversores, etc.), introduzem distorção harmónica no sistema elétrico.

Os equipamentos de monitorização da QEE instalados nas subestações e os contadores inteligentes instalados nos pontos de entrega de BT (clientes) disponibilizam dados aos operadores das redes sobre várias características da onda de tensão, permitindo-lhes tomar medidas adequadas para melhorar a QEE.

Os fatores de perturbação que afetam as características da onda de tensão, como apresentadas na Figura 3-7, podem ser de dois tipos:

- Fenómenos contínuos: a frequência, o valor eficaz da tensão, a tremulação (*flicker*), o desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e a distorção harmónica.
- Eventos de tensão: as cavas de tensão e as sobretensões.

Figura 3-7 – Características da onda de tensão



Os pontos de rede monitorizados para efeitos de verificação da QEE são identificados nos planos de monitorização que os operadores das redes de transporte e de distribuição enviam bianualmente à ERSE de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 8 do MPQS.

Neste domínio, há já muitos anos que a ERSE recebe dos operadores das redes de transporte e de distribuição dados sobre as diversas características da onda de tensão para cada um dos pontos de rede monitorizados. Deste modo, não se considera necessário aprovar, para efeitos do presente exercício, tais

indicadores, dando-se apenas nota de que serão considerados no âmbito da avaliação do desempenho das redes inteligentes.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO E QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Considerando a resiliência da rede e a QEE aspetos importantes das redes inteligentes, e para além do que antes se referiu em relação aos indicadores já existentes e reportados ao abrigo de outras obrigações regulamentares, propõe-se que os operadores das redes de distribuição passem a reportar adicionalmente os seguintes indicadores:

- “Taxa de interrupções longas detetadas pelos contadores inteligentes” – indicador calculado pelo quociente entre o número total de interrupções longas cuja deteção seja suportada em dados e alarmes recolhidos diretamente dos contadores inteligentes (em antecipação do eventual contacto por parte dos clientes afetados) e o número total de interrupções longas ocorridas na BT, num determinado ano (em percentagem).
- “Taxa de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica avaliadas com dados registados pelos contadores inteligentes” – indicador calculado pelo quociente entre o número de reclamações avaliadas previamente pelo operador de rede com os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo contador inteligente ou pelo controlador do transformador de distribuição na zona da instalação do reclamante e o número total de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica recebidas pelo operador de rede num determinado ano (em percentagem).

3.4.2 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

A qualidade de serviço comercial centra-se no nível de qualidade proporcionado aos clientes no âmbito da prestação de serviços pelos operadores de redes, comercializadores e agregadores. Reúne um conjunto de temas como o atendimento aos clientes, a resposta a reclamações e pedidos de informação, a prestação de serviços nas instalações dos clientes, e as questões relacionadas com clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

A avaliação do nível de qualidade comercial assenta num conjunto de indicadores e obrigações individuais definidos no RQS. Estes indicadores permitem medir a qualidade do desempenho dos operadores de redes, do ponto de vista dos clientes, contribuindo para promover a melhoria do desempenho das empresas e a consequente superação das expectativas dos clientes.

No contexto de transição energética, a prestação de informação aos clientes através da implementação de sistemas avançados de medição e recolha de dados, dispõe de inúmeras oportunidades de melhoria. A este propósito, o considerando (52) da Diretiva (UE) 2019/944 estabelece que “os sistemas de contadores inteligentes aumentam o poder dos consumidores, na medida em que lhes permitem obter um retorno de informação exata e em tempo quase real sobre a energia consumida ou produzida, permitindo-lhes uma melhor gestão do seu consumo, participar nos programas de resposta da procura e noutros serviços e retirar benefícios de tais programas e serviços, bem como reduzir as suas faturas de eletricidade”.

Neste sentido, o facto de os contadores inteligentes possibilitarem a recolha de dados de contagem que podem ser disponibilizados por via digital aos clientes, em prazos curtos e de forma automatizada, permite prestar ainda um serviço informativo, dotando os mesmos de maior conhecimento para que possam tomar decisões sobre o seu fornecimento de energia, ajudando a gerir adequadamente o seu perfil de consumo e a contratar as opções tarifárias mais apropriadas.

O recurso a estes dados, nomeadamente aos diagramas de carga e ao histórico de leituras introduzido automaticamente no processo de faturação, permite ainda diminuir significativamente o recurso a estimativas, prática que é geradora de muitas dúvidas nos consumidores e de frequentes reclamações.

Acresce ainda a vantagem de que a realização de ações remotas permite uma maior facilidade e flexibilidade nos serviços prestados aos clientes, diminuindo tempos de espera para a realização destes serviços e reduzindo a necessidade de presença na morada de consumo, para receção dos técnicos que, em alternativa, efetuassem os referidos serviços presencialmente.

Estes fatores de melhoria da qualidade de serviço comercial traduzem-se não apenas numa melhoria da experiência do consumidor, mas também numa redução de custos comerciais dos operadores, seja de tratamento de reclamações e atendimento ao cliente, de contencioso ou de deslocação ao local de consumo. São assim, dimensões de ganho mútuo, para clientes e operadores.

No sentido do referido, são apresentados de seguida os indicadores definidos no RQS que poderão aferir o nível de qualidade do relacionamento comercial entre os clientes e os operadores das redes.

SERVIÇOS PRESTADOS REMOTAMENTE

Como referido acima, as redes inteligentes permitem que muitos dos serviços antes prestados localmente possam passar a ser efetuados de forma remota. São exemplos destes serviços a ativação e a desativação

de fornecimento, o restabelecimento de fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, a reposição da potência contratada após redução por facto imputável ao cliente, e ainda um conjunto alargado de serviços feitos remotamente em substituição da visita combinada, destacando-se a alteração de potência contratada.

O RQS prevê o registo de informação por parte dos ORD e o reporte à ERSE de toda a informação necessária que permite a monitorização da prestação de serviços remotos. Inclusivamente, está previsto um indicador geral para avaliação do desempenho dos ORD ⁴³.

Deste modo, não se considera necessário aprovar novos indicadores nesta área, para efeitos do presente exercício, dando-se apenas nota de que estes indicadores serão considerados no âmbito da avaliação do desempenho das redes inteligentes.

Para monitorização das redes inteligentes, poder-se-á utilizar como indicadores a taxa de sucesso na prestação de determinado serviço, calculada como o quociente entre o número de vezes que o serviço foi prestado dentro do prazo estabelecido regulamentarmente e o número total de vezes que o referido serviço foi prestado, em determinado horizonte temporal.

3.5 CONTRATAÇÃO E MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA E DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE

CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

A gestão global do sistema promove a segurança da operação global do SEN, tendo em conta critérios de segurança associados à exploração da rede de transporte e à manutenção do equilíbrio produção-consumo. Nesse contexto, a observabilidade e controlabilidade dos elementos da rede de transporte e das instalações de produção é tradicionalmente muito elevada. Igualmente, os parâmetros de operação como a capacidade de interligação e a gestão de congestionamentos são, em geral, definidos de modo dinâmico e tendo em conta a previsão do estado real da rede.

Apesar do ponto de partida da gestão da rede de transporte ser já de elevada inteligência, no sentido referido, a transição energética tem vindo a trazer novos desafios ao ORT, sendo relevante observar a evolução da operação da rede para os enfrentar.

⁴³ Nos termos do artigo 98.º do RQS.

Por exemplo, os indicadores definidos pela CRE incluem a capacidade do ORT deslastrar produção renovável não despachável ou consumo, como medida de eficiência do investimento em redes, que não podem estar dimensionadas para dias excepcionais de elevada solicitação (sobretudo do lado da produção). Outro exemplo, dado pelo relatório *Market Monitoring Report 2022 (Electricity Wholesale)*, da ACER, apresenta o indicador *“Share of renewable energy technologies used in re-dispatching out of the total renewable energy generation per Member State – 2022 (%)”*.

Adicionalmente, o ORT deve promover a participação de novos utilizadores da rede na prestação de serviços de sistema. Para isso, deve garantir que as regras de contratação e os requisitos dos serviços são proporcionais e adaptados às características de instalações de menor dimensão.

A ACER ⁴⁴, por exemplo, refere barreiras potenciais à participação da procura tais como a possibilidade regulamentar efetiva para participar (*“legal eligibility to participate”*) ou a definição de requisitos restritivos a essa participação (*“restrictive requirements to providing balancing services”*).

Apesar do contexto regulamentar não ser uma responsabilidade direta do operador, considera-se que este tem um papel significativo na proposta de medidas facilitadoras e na sua rápida implementação. Ainda assim, o foco nos requisitos de participação traduz de forma mais direta a área de intervenção do ORT.

PARTICIPAÇÃO EM SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE À REDE

A gestão inteligente da rede não conta apenas com o planeamento e a operação de ativos do operador, devendo também incorporar os recursos de flexibilidade presentes nas instalações dos utilizadores da rede. A mobilização dessa flexibilidade pelo operador permite operar a rede em segurança durante momentos de stress sem dimensionar os meios próprios para esses momentos, otimizando o investimento realizado. Esta otimização não substitui a necessidade de investir, sobretudo quando os momentos em que a rede deixa de ser autossuficiente para resolver os congestionamentos se tornam frequentes.

A incorporação desta flexibilidade encerra vários desafios, desde a identificação de necessidades futuras como alternativa a investimento, passando pela sua contratação e regime de incentivos, até aos meios de mobilização efetiva dos recursos e a sua plena integração nas ferramentas de operação da rede.

⁴⁴ *Market Monitoring Report 2023 - Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back?*

A flexibilidade pode ser contratada de diversas formas pelos operadores de rede. Focando na flexibilidade contratada de forma explícita, é possível recorrer a contratos de acesso à rede flexível (sujeito a limitações temporárias definidas pelo operador), a plataformas de contratação de serviços de flexibilidade ou até a contratação bilateral destes serviços com os seus prestadores.

O regulador francês (CRE) incluiu nos seus indicadores a contratação de flexibilidade: *“Local flexibilities contracted and mobilised within the framework of call for tenders”*.

As associações europeias de operadores de rede de distribuição defenderam indicadores relativos à existência de mecanismos de contratação de flexibilidade: *“Market implementation: Value between (or equal to) 0 and 1 to evaluate implementation of market and/or any other type of agreements between customers/aggregators and DSO (e.g. direct contracts) in enabling flexible resources to provide services to the grid. This takes into account the availability at country level of (market) platforms, allowing to customers/aggregator to offer services to the DSO.”*

Tendo presentes os argumentos apresentados, a ERSE ponderou uma bateria de indicadores potenciais para avaliar a prestação dos operadores de redes.

Tabela 3-2 – Potenciais indicadores relativos à contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade

#	Indicador considerado	Estado	Âmbito
1	<p>Percentagem da potência ativa instalada da produção renovável (das instalações com P>1MW, excluindo a grande hídrica, P>10MW) incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema, com referência a 31 de dezembro. [Unid. %]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A resolução de restrições permite a gestão dos congestionamentos de forma mais dinâmica, menos conservadora. É também o instrumento de implementação do acesso com restrições. • A lei prevê o controlo da injeção da produção por razões de segurança da operação. • O ORT propõe os requisitos e modelo de participação, influenciando esta realidade. 	Novo	ORNT
2	Potência ativa (produção, consumo e armazenamento) contratada em serviços de flexibilidade (em % da ponta síncrona das entradas na rede de distribuição), desagregada por operador de rede e por ilha,	Novo	ORND*, ORDBT, ORAA, ORAM

#	Indicador considerado	Estado	Âmbito
	<p>nas regiões autónomas, e com referência a 31 de dezembro. [Unid.: %].</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Revela a existência e utilização de serviços de flexibilidade pelo operador • O rácio permite normalizar o indicador para vários operadores e ao longo do tempo 		
3	<p>Trocas de energia de balanço a subir ou a baixar com outros ORT, via plataformas europeias, em percentagem das ativações totais em PT. [Unid. %]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Indicador que mede a integração dos mercados de balanço e o grau de normalização dos serviços • Uma vez implementadas as plataformas europeias, o indicador traduz mais a capacidade de interligação disponível e o dinamismo dos agentes 	Novo	ORNT
4	<p>Potência ativa habilitada em unidades físicas qualificadas para prestar serviços de sistema, em % do total da potência instalada de produção. [Unid. %]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Traduz a participação dos utilizadores das redes na gestão do sistema e dos congestionamentos • ORT tem de adaptar os processos para facilitar a participação das UF mais pequenas, com menos escala 	Novo	ORNT
5	<p>N.º de BSP ativos (agentes de mercado ou clientes ativos com habilitação como BSP) no mercado de serviços de sistema, em 31 de dezembro.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Traduz a diversidade e liquidez do mercado de serviços de sistema • ORT influencia o indicador se facilitar a inscrição e atuação dos BSP (barreiras administrativas, plataformas, dados) 	Existente	ORNT
6	<p>Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em serviços de balanço para efeitos de equilíbrio (excluindo restrições técnicas). [Unid.: GWh]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Traduz a dimensão da atividade de gestão do sistema quanto ao equilíbrio produção-consumo e a sua evolução com a alteração do mix de produção e do consumo. 	Novo	ORNT

#	Indicador considerado	Estado	Âmbito
	<ul style="list-style-type: none"> A dispersão e o caráter intermitente da produção renovável apontam para um incremento deste indicador que importa monitorizar 		
7	<p>Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em resolução de restrições técnicas, nos vários momentos da operação, nomeadamente na resolução de restrições após o PDBF, após o PDVD e após o PHF, nos termos do MPGGS. [Unid.: GWh]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Traduz o impacte dos congestionamentos e mede a perda de valor social associada 	Novo	ORNT
8	<p>Total de encargos com a regulação do sistema, não incluindo os custos e receitas para compensação de desvios, imputados aos agentes em desvio. [Unid.: milhares de euros]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mede o impacte do custo dos serviços de sistema sobre os agentes de mercado, o qual terá tendência a subir para gerir maior volatilidade da produção e a alteração do padrão de consumo (VE, autoconsumo, eletrificação). 	Novo	ORNT
9	<p>N.º de prestadores de serviços de flexibilidade (FSP) ativos (entidades com habilitação para prestar serviços de flexibilidade) nos mercados de serviços de flexibilidade, com referência a 31 de dezembro.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Indicador proposto pela E-REDES Indicador análogo ao do ORT 	Novo	ORND*, ORDBT, ORAA, ORAM
10	<p>Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em serviços de flexibilidade, com desagregação por operador de rede e por ilha, nas regiões autónomas. [Unid.: MWh]</p> <p>Considera-se a energia ativada em contratos de flexibilidade, segundo mensagem de ativação enviada pelo ORD ao FSP.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Indicador proposto pela E-REDES Revela a efetiva utilização da flexibilidade em benefício da operação da rede, bem como o funcionamento eficaz das ferramentas de utilização da flexibilidade (ativação e verificação do serviço) 	Novo	ORND*, ORDBT, ORAA, ORAM
11	<p>Total de encargos com a contratação de serviços de flexibilidade, incluindo o saldo líquido de pagamentos e recebimentos aos FSP, com desagregação por operador de rede e por ilha, nas regiões autónomas. [Unid.: milhares de euros]</p> <p>Racional:</p>	Novo	ORND*, ORDBT, ORAA, ORAM

#	Indicador considerado	Estado	Âmbito
	<ul style="list-style-type: none"> Indicador proposto pela E-REDES <p>Revela a efetiva utilização da flexibilidade em benefício da operação da rede, bem como o funcionamento eficaz das ferramentas de utilização da flexibilidade</p>		
12	<p>Média anual da energia de desvio, calculada como o quociente entre a soma de energia de desvio apurada por ISP, em cada sentido, e o consumo médio. [Unid.: %] Desagregação por sentido do desvio, a subir e a descer.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Traduz a inteligência distribuída no sistema e a capacidade de controlo dos programas Como input, mede a dimensão do desafio do sistema inteligente 	Existente	ORNT
13	<p>Existência de requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade escalonados em função do tipo e/ou da dimensão da instalação participante, com referência a 31 de dezembro [N.º de classes de requisitos]</p> <p>As classes de requisitos traduzem grupos de unidades físicas para os quais são definidos requisitos específicos.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Traduz a capacidade de adaptação do operador de rede às circunstâncias dos vários utilizadores da rede, promovendo a sua participação nos serviços de rede 	Novo	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM

Nota: nos indicadores assinalados como ORND*, os dados reportados pelo ORND incluem a contratação de recursos de flexibilidade que também podem estar localizados na rede de BT.

Tendo presente a necessidade de estabelecer prioridades nas dimensões a monitorizar, salvaguardando a possibilidade de evolução gradual da base de indicadores a estabelecer, é proposto um subconjunto dos indicadores anteriores, nos termos da seguinte lista:

- Percentagem da potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema – indicador novo.
- Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade em percentagem da ponta síncrona das entradas na rede de distribuição – indicador novo.
- N.º de BSP ativos no mercado de serviços de sistema – indicador existente ⁴⁵.

⁴⁵ Publicação obrigatória à luz da secção 3.2 do Procedimento n.º 1 do MPGGS.

- Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em resolução de restrições técnicas – indicador novo.
- Total de encargos com a regulação do sistema, não incluindo os custos e receitas para compensação de desvios, imputados aos agentes em desvio – indicador novo.
- N.º de FSP ativos nos mercados de serviços de flexibilidade – indicador novo.
- Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em serviços de flexibilidade – indicador novo.
- Saldo líquido de encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP – indicador novo.
- Existência de requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade escalonados em função do tipo e/ou da dimensão da instalação participante – indicador novo.

3.6 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDE

O tema da coordenação entre ORT e ORD tem vindo a ganhar preponderância, num sistema elétrico com cada vez maior integração de produção na rede de distribuição. Essa tendência resulta já em casos de inversão de fluxo nas redes, em particular em zonas rurais de reduzido consumo. Por outro lado, a flexibilidade ligada à rede de distribuição pode não só prestar serviços locais nessa rede, como também participar nos serviços de sistema, mais globais. Frequentemente, essa participação nos serviços de sistema tem antecedido a prestação de serviços de flexibilidade.

O artigo 69.º do ROR concretiza algumas matérias que devem constar dessa coordenação. Dentro desses temas, podem referir-se exemplos da necessária coordenação, tal como se apresenta na tabela seguinte.

Tabela 3-3 – Exemplos de potenciais atividades coordenadas entre ORT e ORD

Coordenação entre operadores (art.º 69.º do ROR)	Exemplos de ações coordenadas
a) Modelos de rede, observabilidade e controlo	Definição de requisitos coordenados de medição e de outros equipamentos para pré-qualificação das instalações. Coordenação para efeitos da emissão de instruções de despacho às instalações. Planos de deslastre de cargas e de restabelecimento.
b) Gestão e troca de informação	Partilha de dados sobre ativação de serviços de balanço ou de flexibilidade, com impacte significativo nos fluxos de energia nas redes e para ajustamento do desvio do comercializador.

Coordenação entre operadores (art.º 69.º do ROR)	Exemplos de ações coordenadas
	Partilha de dados sobre limitações de consumo ou de injeção emitidas pelos operadores. Recolha e tratamento de dados de consumo e de injeção na rede.
c) Gestão e acesso coordenado aos recursos ligados às redes de distribuição, nomeadamente para efeitos de contratação e prestação de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade, incluindo o processo de pré-qualificação	Validação da pré-qualificação das instalações quanto à viabilidade técnica da potência qualificada na perspetiva da rede. Partilha de dados sobre recursos de flexibilidade utilizáveis pelo ORT e ORD.
d) Mecanismos de previsão e gestão coordenada de congestionamentos na RNT e na RND	Acesso coordenado a dados de indisponibilidades programadas das instalações. Partilha de informação sobre condicionalismos de operação das redes, programados ou fortuitos. Validação das ofertas em mercado quanto à sua viabilidade técnica na perspetiva da rede.

As associações europeias de ORD ⁴⁶ referem áreas relevantes da coordenação entre ORT e ORD como o balanço, a gestão de congestionamentos interzonal, o controlo de tensão, mas também a observabilidade, a medição e o apuramento de desvios, o arranque autónomo e o restabelecimento, a ligação à rede e os planos de deslastre de cargas.

No mesmo contexto, o estudo do JRC ⁴⁷ refere os exemplos da cooperação para efeitos de previsão de consumo e de produção, a troca de dados sobre a programação das instalações de produção, a telemetria das instalações e integração nos sistemas SCADA dos operadores, a medição para efeitos de apuramento de dados em mercado, a troca de dados sobre o estado da rede e a análise coordenada de segurança da operação das redes.

A troca de dados para efeitos de faturação e de construção de carteiras de comercialização está bem estabelecida, bem como o modelo de acesso aos equipamentos de medição, quer pelo ORD, quer pelo ORT, onde aplicável. No entanto, há ainda progresso relevante a fazer no domínio da troca de informação sobre as instalações ligadas à rede, evitando duplas obrigações de reporte dos utilizadores da rede e promovendo a fiabilidade dos dados tratados por cada operador. Com a participação das instalações mais pequenas nos serviços de sistema e nos serviços de flexibilidade, torna-se mais importante assegurar a

⁴⁶ *Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*, CEDEC, E.DSO, Eurelectric, Geode, 2019.

⁴⁷ *Distribution System Operator Observatory 2022*, Joint Research Center.

cooperação dos operadores no domínio da pré-qualificação dessas instalações (e dos respetivos requisitos) e do conhecimento e validação técnica das ofertas apresentadas pelos prestadores de serviços à rede (BSP e FSP) ⁴⁸. Numa primeira iteração desta bateria de indicadores, considera-se prioritário obter e registar informação qualitativa sobre esta coordenação.

No caso das regiões autónomas, em que o operador da rede é único, não se coloca esta questão.

Tabela 3-4 – Proposta de indicadores relativos à coordenação entre ORT e ORD

#	Indicador	Estado	Âmbito
1	Existência e acesso coordenado a um registo das características técnicas, incluindo as paragens programadas, das instalações de produção ligadas na RND com potência instalada superior ou igual a 1 MW, com referência a 31 de dezembro. [Existência: S/N; Acesso: S/N; Informação sobre indisponibilidades: S/N]	Novo	ORND
2	Existência e acesso coordenado a um registo de flexibilidade e/ou de habilitação para os serviços de sistema das instalações, com referência a 31 de dezembro. [Existência: S/N; Acesso: S/N]	Novo	ORNT, ORND
3	Existência de um processo de coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos de observabilidade e controlo para participação em serviços de sistema ou de flexibilidade, com referência a 31 de dezembro. [Existência: S/N]	Novo	ORNT, ORND
4	Existência de processo coordenado para gestão de congestionamentos na RND, integrado nos processos da gestão do sistema, nomeadamente o processo de resolução de restrições técnicas, com referência a 31 de dezembro. [Existência: S/N]	Novo	ORNT

3.7 NOVOS ATORES DO SISTEMA ELÉTRICO

A mobilidade elétrica, a produção distribuída a partir de fontes de energia renováveis, a produção ou o armazenamento dentro das instalações de utilização (por exemplo, em autoconsumo), o armazenamento autónomo, as micro-redes ⁴⁹, ou a resposta da procura (através de equipamentos de consumo habilitados

⁴⁸ A este respeito, o CEER (“*Paper on DSO data exchange relating to flexibility and NRAs’ role*”, 2024) refere a necessidade de avaliar e resolver conflitos entre as ações do ORT e do ORD na gestão de congestionamentos e a partilha de informação de registo e de transação («*master and operational data*») [disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/bb297f56-e8b0-327c-6d6b-aa1514a3f402>].

⁴⁹ “*Fundamentals of Advanced Microgrid Design*”, U.S. Department of Energy: *micro-rede* é um sistema de energia integrado, de cargas e geração, que funciona como uma unidade, podendo funcionar em paralelo ou em ilha relativamente à rede elétrica.

como bombas de calor para aquecimento/arrefecimento de água e ar ambiente) são exemplos de recursos distribuídos e localizados junto das instalações de consumo de eletricidade. Estes recursos, associados a equipamentos inteligentes e tecnologias de controlo, ajudam os consumidores a serem mais ativos na sua interação com o sistema ⁵⁰. Estes recursos podem ser utilizados pelo sistema elétrico como fontes de flexibilidade ⁵¹.

O desenvolvimento dos recursos distribuídos muda o paradigma do “controlo” para “controlo e coordenação”. Através da coordenação é possível juntar diversos elementos descentralizados para lidar com um problema comum. Os recursos distribuídos estão a integrar-se rapidamente no sistema elétrico e necessitam de um quadro de regras normalizadas para facilitar essa integração ⁵². A influência dos recursos distribuídos na forma como usamos e geramos eletricidade leva à necessidade de instituir processos eficazes de planeamento da rede, operação e desenho de mercado ⁵³.

A combinação de recursos para responder às necessidades do sistema e os programas de participação da procura podem encorajar os consumidores a serem ativos no que respeita à utilização de preços dinâmicos. No centro destas funcionalidades encontra-se a troca de dados, permitindo aos consumidores ou autoconsumidores trocar informação com os prestadores de serviços ou comercializadores.

Os sistemas domésticos de gestão de energia são uma ferramenta essencial para os consumidores na monitorização e controlo dos diferentes dispositivos. As comunicações necessárias para este funcionamento requerem um elevado nível de interoperabilidade ⁵⁴.

Por exemplo, para alisamento de um pico de consumo de verão os comercializadores ou agregadores podem dar sinais de preço com base em condições de mercado e os clientes podem responder ligando os equipamentos de controlo da temperatura do ar nas horas em que os preços são mais baratos. Através de termostatos controláveis e programáveis é possível dar a resposta necessária ao sistema automaticamente.

Os indicadores dos recursos distribuídos incluem a capacidade das instalações ligadas às redes, de produção renovável ou armazenamento e o contributo de cada tecnologia para o sistema. Neste caso, os

⁵⁰ [“Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources”](#), International Energy Agency

⁵¹ [2020 Smart Grid System Report](#), U.S. Department of Energy, 2022

⁵² B. Dupont, L. Meeus and R. Belmans, [“Measuring the “Smartness” of the Electricity Grid”](#)

⁵³ [2020 Smart Grid System Report](#), U.S. Department of Energy, 2022

⁵⁴ *Clean energy technology observatory: smart grids in the European Union*, JRC, 2022

principais indicadores centram-se da identificação dos recursos capazes de participação da procura, implícita ou explícita, enquadrando-se incluídos nos indicadores do ponto 3.5.

Veículos elétricos

No final de 2023, estavam registados 228 140 veículos elétricos (VE) em Portugal, dos quais 43% híbridos *plug in* (PHEV) e os restantes *battery electric vehicle* (BEV). Os VE representaram ainda 32% (ou 7 291) das vendas de veículos em dezembro de 2023 ⁵⁵. O crescente aumento dos VE apresenta desafios para a rede elétrica, como o aparecimento de novos picos de consumo em BT devido ao carregamento simultâneo de VE, o que pode criar congestionamentos locais na rede distribuição, que foi dimensionada para uma procura mais convencional. O carregamento de VE pode ainda conter maiores dificuldades de previsão de consumos, devido à mobilidade dos veículos. Por exemplo, pode admitir-se que um ponto de carregamento que pratique preços mais atrativos possa, temporariamente, receber mais veículos e registar maior consumo.

Este crescimento na utilização de VE depende do acesso a postos de carregamento, sendo esta uma infraestrutura essencial, uma vez que o carregamento em casa não está acessível a todos os utilizadores. A rede pública de pontos de carregamento contava, em fevereiro de 2024, com 8 125 tomadas em 4 570 postos (6,4% normais, 57,1% semirrápidos, 32,9% rápidos e 3,6% ultrarrápidos) ⁵⁶.

A forma que os operadores de rede têm de gerir o impacto dos carregamentos de VE na sua rede depende da gestão dos carregamentos em si. No caso de carregamentos não geridos, o operador de rede tem de reforçar a rede de modo a assegurar em todo o momento a disponibilidade para fornecer os consumos de ponta de cada rede local ⁵⁷. Para evitar esta situação, o operador pode incentivar os utilizadores dos VE a carregarem em horas de menor carga na rede local. Esse incentivo pode ser apenas implícito, por exemplo através de sinais tarifários que onerem o uso da rede nos momentos da ponta local, ou assumir formas mais explícitas, nas quais o operador contrata diretamente com os pontos de carregamento a possibilidade de emitir instruções de redução da carga de carregamento, limitando a velocidade de carregamento dos VE ligados nesse ponto no momento de maior utilização da rede local.

⁵⁵ Dados UVE (<https://www.uve.pt/page/parque-ve-2023/>)

⁵⁶ Fonte Mobi.E (<https://www.mobie.pt/mobidata/data>)

⁵⁷ Nesta circunstância, a ponta da carga natural da rede local (carga não incluindo produção ou carregamento de VE) pode coincidir com a ponta do carregamento de VE, sobrecarregando a rede.

Por outro lado, a gestão ativa do carregamento dos VE permite a integração de energia mais barata ⁵⁸ e a prestação de serviços à rede, como o fornecimento de energia armazenada, em alturas de pico de consumo, traduzindo-se em ganhos económicos tanto para os utilizadores dos veículos como para o sistema elétrico ⁵⁹.

A gestão otimizada da rede e um melhor aproveitamento destes recursos só é possível prevendo o impacto do crescimento dos VE na rede elétrica, assegurando a capacidade de gestão destes recursos, identificando os locais onde podem ser carregados os veículos e a tecnologia disponível nesses locais, como o carregamento inteligente (controlo do carregamento) ⁶⁰, a injeção na rede (*vehicle-to-grid*, ou V2G) e a monitorização do consumo e do fornecimento de energia em tempo real.

Os contadores inteligentes disponibilizam dados de energia em tempo real. Aliando estes dados a informações dinâmicas sobre os custos, é possível orientar o carregamento inteligente de VE, em função dos períodos de preços de eletricidade mais baixos ou da redução da carga da rede local (e correspondente redução dos custos de uso das redes).

A quantidade e a potência disponível em pontos de carregamento de VE acessíveis ao público ⁶¹ permitem identificar o potencial da rede de mobilidade elétrica para o carregamento. Por outro lado, os pontos de carregamento com capacidade de carregamento inteligente (ou V2G), e a potência correspondente, habilitados a prestar serviços de sistema ou de flexibilidade ⁶² contribuem para a otimização da utilização da infraestrutura de carregamento.

VEÍCULOS ELÉTRICOS: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

A Tabela 3-5 apresenta a proposta da ERSE para indicadores relativos à interação dos operadores de rede com a mobilidade elétrica, em benefício da eficiência do investimento e da operação da rede.

⁵⁸ Um exemplo é a gestão do carregamento de modo a coincidir com o excesso de produção local nas horas de maior radiação solar.

⁵⁹ [2020 Smart Grid System Report](#), U.S. Department of Energy, 2022

⁶⁰ O Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023, estabelece regras para garantir o carregamento inteligente em pontos de carregamento.

⁶¹ J. Helmus, R. van den Hoed, “*Key Performance Indicators of Charging Infrastructure*”, University of Amsterdam, 2016

⁶² B. Dupont, L. Meeus, and R. Belmans, “*Measuring the “Smartness” of the Electricity Grid*”, IEEE, 2010

Tabela 3-5 – Proposta de indicadores relativos à mobilidade elétrica

#	Indicador	Estado	Âmbito
1	<p>Número de pontos de carregamento (incluindo uma ou várias tomadas para carregamento) integrados na rede de mobilidade elétrica, identificando os que estão localizados em instalações elétricas que tenham contratos de prestação de serviços de flexibilidade. Com desagregação por nível de tensão e por ilha, no caso das regiões autónomas.</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Avaliar a capacidade da rede de mobilidade elétrica para o carregamento de veículos • Identificar quantos pontos de carregamento têm capacidade de prestar serviços de flexibilidade 	Novo	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT
2	<p>Fator de simultaneidade entre a carga local e os consumos dos PCVE dado por:</p> $f_s = \frac{\sum P_{PCVE_t}}{P_{max}}$ <p>Onde P_{PCVE_t} é a potência média de 15 min potência máxima de cada ponto de carregamento de VE no período t onde acontece a carga máxima da rede e P_{max} é a potência máxima de 15 min na rede do operador.</p> <p>Com desagregação por ilha, no caso das regiões autónomas. [Unid. %]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Avaliar a gestão eficiente dos carregamentos face à utilização da rede • Identificar a coincidência entre a ponta de carga relacionada com carregamentos e a da rede local 	Novo	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT

Fontes de energia renováveis

Em Portugal, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) é o instrumento que estabelece os objetivos e medidas de ação em matéria de energia e clima. O documento publicado em 2020 encontra-se em processo de revisão, prevendo-se a sua conclusão até 30 de junho de 2024. A revisão agora em curso estabelece metas de 55% de redução de emissões de gases com efeito de estufa até 2030 e 49% do

consumo bruto final de energia, com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica em 2045 ⁶³. Outro dos objetivos consiste na produção de 80% de eletricidade a partir de energias renováveis em 2026 e 90% em 2030 ⁶⁴.

Com a transição energética chegam novos atores, como pequenos produtores de renováveis, podendo incluir instalações de armazenamento, que aparecem mais dispersos.

A descentralização traz a produção de energia diretamente para o nível da distribuição e mesmo junto ao consumidor final, como é o caso do autoconsumo individual e coletivo, com benefícios ao nível da menor utilização das redes (de níveis de tensão mais elevados) e da redução das perdas associadas aos trânsitos de potência. A integração da produção distribuída convoca os operadores de rede para melhorias na gestão, monitorização e normalização de procedimentos de ligação à rede.

As redes inteligentes permitem maximizar a integração das energias renováveis devido à capacidade de monitorização e controlo em tempo real.

O consumo acumulado de eletricidade em 2023 foi de 50 728 GWh, dos quais 31 210 GWh (ou 61,4%) foram assegurados por fontes de energia renovável. A ponta de produção proveniente de energia renovável foi de 9 337 MW (correspondendo a 101% da ponta de consumo do ano) ⁶⁵.

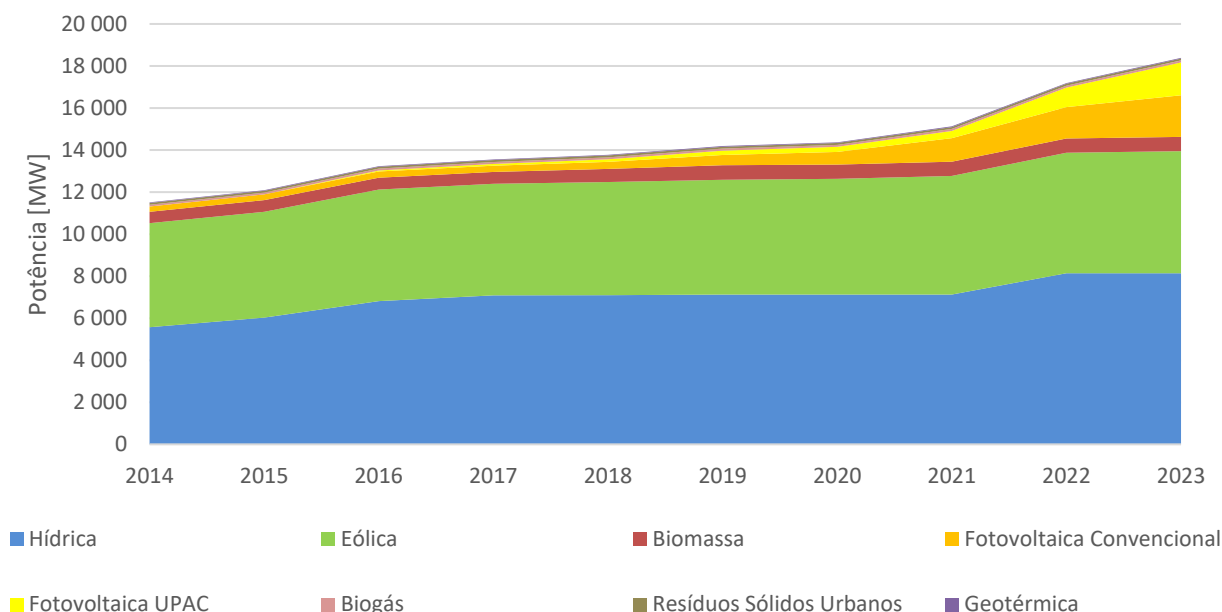
A incorporação de fontes de energia renovável no parque electroprodutor tem vindo a aumentar em Portugal (crescimento de 60% no período de 2014-2023). Releva-se, ainda, a evolução da energia solar fotovoltaica nos quatro últimos anos até ao valor de 3,5 GW de potência instalada, dos quais 44% em autoconsumo (Figura 3-8).

⁶³ Adene – Agência para a Energia ([infografia](#))

⁶⁴ [Portugal.gov.pt](https://portugal.gov.pt)

⁶⁵ [Ren Data Hub](#)

Figura 3-8 - Evolução da potência instalada de produção de fontes renováveis



Fonte: Estatísticas Rápidas - dezembro de 2023, DGEG

A potência instalada em autoconsumo individual tem vindo a crescer a uma média anual de 75% nos últimos quatro anos. No final de 2023, contabilizavam-se 1,5 GW e mais de 180 000 instalações.

Os autoconsumidores beneficiam caso consigam deslocar o seu consumo para as alturas de maior disponibilidade do recurso solar, para maximizar o aproveitamento da produção local, mas também podem vender a energia excedente em mercado. A energia produzida em autoconsumo individual foi na ordem dos 1,8 TWh ⁶⁶ (ou 3,5% do consumo nacional) em 2023. Desta, cerca de 14% ⁶⁷ será excedente injetado na rede, o que significa que a energia consumida que não utiliza a rede pública pode estimar-se na ordem dos 1,5 TWh (ou 3% do consumo nacional).

Esta informação relativa ao número de autoconsumidores, potência instalada e energia injetada na rede, abrange apenas as unidades de produção de potência acima de 700 W ⁶⁸, beneficiando da rede inteligente,

⁶⁶ Fonte: [Estatísticas rápidas das renováveis](#), DGEG

⁶⁷ Calculado com base nos dados de 2022 publicados pela DGEG (produção total) e identificados pela E-REDES (excedentes de energia transacionados e não transacionados).

⁶⁸ Sujeitas a controlo prévio: licença de produção e de exploração, ou a registo prévio e certificado de exploração ou a comunicação prévia.

por exemplo, na recolha do diagrama de carga de consumo e injeção e na funcionalidade de realização de saldos de 15 minutos entre o consumo e a injeção.

Por outro lado, a produção de eletricidade para autoconsumo com capacidade instalada igual ou inferior a 700 W pode não ser contabilizada nestes indicadores uma vez que não é sujeita a controlo prévio (desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP).

A proposta de Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera os Regulamentos (EU) 2019/943 e (EU) 2019/942, bem como, as Diretivas (EU) 2018/2001 e (EU) 2019/944 ⁶⁹, prevê disposições para promover a introdução de mini sistemas solares *plug-in* até 800 W em edifícios, com o objetivo de aumentar a incorporação de energia renovável e a participação dos consumidores na transição energética. O acompanhamento da evolução destas regras e facilitação da incorporação deste tipo de sistemas deve ser efetuado de forma a conseguir o objetivo proposto.

Os operadores apresentaram propostas de indicadores para traduzir a integração de energias renováveis na rede. Entre estes, a capacidade instalada de produção renovável, a energia renovável rejeitada anualmente (devido a limitação do sistema, seja por deslastre ⁷⁰ ou a decorrente de ativação de capacidade com restrições), o rácio entre a energia renovável produzida face à ponta máxima do ano e a percentagem resultante da energia renovável distribuída produzida ligada à subestação em relação à energia transitada na mesma.

FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

A Tabela 3-6 apresenta a proposta da ERSE para indicadores relativos à integração de renováveis.

Tabela 3-6 – Proposta de indicadores relativos às fontes de energia renováveis

#	Indicador	Estado	Âmbito
1	Potência ativa instalada de produção renovável. Com desagregação por nível de tensão, fonte primária ⁷¹ e por ilha, no caso das regiões autónomas. Racional:	Novo	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT

⁶⁹ https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0255_EN.html#_section1

⁷⁰ “Production curtailment” em “Key performance indicators for smart grids”, W.J. Harder, University of Twente, 2017

⁷¹ [De acordo com a classificação da DGEG das “Estatísticas rápidas das renováveis” \(Quadro 4 – Potência instalada\)](#)

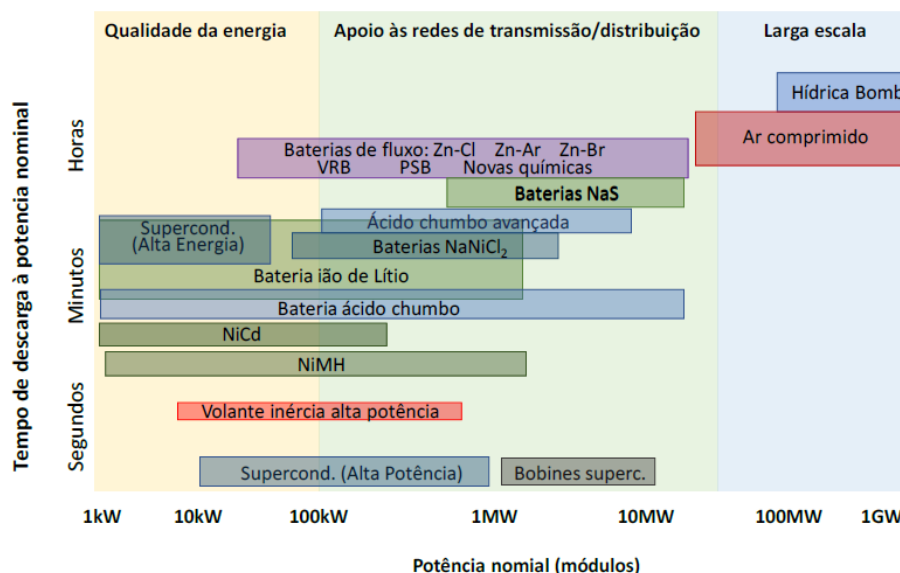
#	Indicador	Estado	Âmbito
	<ul style="list-style-type: none"> Quantificar e qualificar a capacidade renovável do sistema elétrico 		
2	<p>Rácio de rejeição anual de energia renovável em relação à energia total produzida, por fonte de energia, devido a restrições emitidas pelo operador (deslastre, capacidade com restrições). Calculado como o valor médio da potência ativa de geração quarto-horária entre o momento imediatamente antes da interrupção e o momento imediatamente após ter terminado a limitação, multiplicado pelo tempo de duração da interrupção. Com desagregação por ilha, no caso das regiões autónomas. [Unid. %]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> Identifica o potencial de energia renovável não aproveitada devido a restrições técnicas do sistema. 	Novo	ORNT, ORND, ORAA, ORAM
3	<p>Rácio entre a energia injetada na rede e a energia saída da rede, por nível de tensão. Com desagregação de renovável e não renovável e por ilha, no caso das regiões autónomas. [Unid. %]</p> <ul style="list-style-type: none"> Quantifica a energia renovável e não renovável consumida em cada nível de tensão. 	Novo	ORNT, ORND, ORAA, ORAM

ARMAZENAMENTO

O recurso a diferentes tipos de sistemas de armazenamento pode facilitar a descarbonização e apoiar a transição energética na medida em que permite armazenar o excesso de produção renovável melhorando o aproveitamento dos recursos disponíveis. Para além disso, e contribuindo para o mesmo objetivo, o armazenamento pode servir para prestar serviços de sistema (incluindo regulação de tensão e de frequência) tendo em conta as escalas temporais de descarga de cada tipo de tecnologia⁷² como mostra a Figura 3-9.

⁷² Clean energy technology observatory: smart grids in the European Union, JRC, 2022

Figura 3-9 - Quadro conceptual de adequação de tecnologias de armazenamento de energia a três tipologias de aplicações: qualidade de energia, apoio às redes de transporte e distribuição e armazenamento de larga escala.



Fonte: ADENE ⁷³

O recurso a sistemas de armazenamento permite ainda adiar investimentos nas redes de distribuição e de transporte. Os problemas decorrentes de congestionamentos como resultado da elevada penetração de fontes de energia renováveis intermitentes e o crescimento do consumo de eletricidade podem ser aliviados com a introdução de armazenamento em pontos chave da rede, evitando ou adiando, assim, o reforço da rede.

ARMAZENAMENTO: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

A Tabela 3-7 apresenta a proposta da ERSE para indicadores relativos ao armazenamento.

Tabela 3-7 – Proposta de indicador relativo ao armazenamento

#	Indicador	Estado	Âmbito
1	Capacidade instalada em armazenamento, em instalações autónomas ou <i>behind-the-meter</i> , desagregada em armazenamento em albufeiras e outras formas de energia, por operador e por ilha,	Parcialmente existente (é publicado no que	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM

⁷³ [Armazenamento de energia em Portugal](#)

#	Indicador	Estado	Âmbito
	<p>nas regiões autónomas. [Unid. GWh de energia e MW de potência de injeção na rede]</p> <p>Racional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A capacidade de armazenamento fornece flexibilidade às instalações e ao sistema, permitindo, se os sinais económicos existirem e as regras de mercado facilitarem, a resposta da geração e do consumo às necessidades do sistema. • O ORT/ORD condiciona o aparecimento de armazenamento através da facilitação da sua ligação à rede e participação no mercado 	respeita à bombagem)	

3.8 PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES DA REDE

As redes inteligentes devem ter a capacidade de assegurar fluxos bidirecionais de energia, mas também de dados, de modo a permitirem a integração eficiente do comportamento dos utilizadores das instalações a elas ligadas.

Na perspetiva do operador de rede, e como se discutiu no subcapítulo relativo à observabilidade, o acesso a dados em tempo real ou quase real (da rede, bem como das instalações dos utilizadores) é um dos principais fatores distintivos das redes inteligentes em relação às redes tradicionais, com impacte ao nível da gestão e operação da rede (balanceamento de cargas, deteção e correção de defeitos, etc.), mas também do seu planeamento.

Da mesma forma, o acesso (atempado), por parte dos utilizadores, aos dados relevantes (quer em termos de variáveis, quer em termos de desagregação temporal) e com a qualidade necessária, deve ser visto como fundamental para potenciar as redes inteligentes, capacitando os utilizadores na transição para uma participação que se pretende cada vez mais ativa e flexível.

E esse acesso, note-se, é importante para todos os utilizadores, dos menos aos mais sofisticados. Os primeiros, por exemplo em instalações domésticas de consumo, beneficiando desses dados, podem, nomeadamente, contratar opções tarifárias mais adequadas ao seu perfil de consumo ou adequar esse perfil evitando consumir nas horas de preço mais elevado ou ainda aumentar a eficiência do consumo (seja

através da sua redução ⁷⁴, seja por substituição de equipamentos). Já para os mais sofisticados, em instalações com recursos distribuídos, o acesso aos dados é decisivo para o surgimento de novos produtos / serviços / modelos de negócio, para a participação em mercados de flexibilidade ou para a consolidação de novas formas de organização (comunidades de energia, por exemplo).

Sem prejuízo da possibilidade de os utilizadores acederem de modo local e em tempo real aos dados não validados dos equipamentos de medição (através da porta de comunicação normalizada do contador inteligente), a maior parte dos dados é recolhida pelos operadores de rede, sobre os quais recaem também obrigações (regulamentares) de tratamento e de disponibilização. Os dados individuais são, em regra, disponibilizados online nas áreas reservadas dos clientes. Importa ainda referir que, apesar dos sistemas de gestão de consumos serem ferramentas comuns dentro das instalações, especialmente em instalações de maiores dimensões, os dados recolhidos e tratados pelo operador da rede são essenciais para a participação em mecanismos do mercado de eletricidade, sejam os mercados grossistas sejam os mercados de flexibilidade ou de serviços de sistema.

Por outro lado, vários operadores de rede têm vindo a disponibilizar plataformas de dados abertos (*open data*) ⁷⁵, com informação agregada muito variada e de potencial grande interesse para uma multitude de intervenientes, do Governo aos municípios, dos consumidores domésticos aos industriais, dos comercializadores às empresas prestadoras de serviços energéticos e à academia. Estas plataformas são, realmente, um meio de permitir um acesso fácil aos dados do setor elétrico.

É assim, neste quadro, que o ROR prevê a existência de indicadores de desempenho aplicáveis aos operadores das redes no âmbito da prestação de informação aos utilizadores.

PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES: INDICADORES PROPOSTOS PELOS OPERADORES DE REDE

Os operadores de rede apresentaram várias propostas de indicadores relacionados com a prestação de informação aos utilizadores (os indicadores propostos são apresentados em anexo a este documento).

⁷⁴ As análises custo-benefício realizadas pela ERSE, no âmbito da decisão de instalação maciça de contadores inteligentes, revelaram que o principal potencial benefício decorrente dessa instalação é a redução de consumo e que esse benefício é tanto mais relevante, quanto melhor for a informação disponibilizada aos consumidores (por exemplo, o potencial de redução aumenta com a redução do hiato temporal entre o momento do consumo e o da disponibilização da informação).

⁷⁵ São disso exemplo o portal Open Data da E-REDES (<https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>) ou o Data Hub da REN (<https://datahub.ren.pt/pt/>).

A análise destas propostas, e em particular da apresentada pela E-REDES, suscita, desde logo, a necessidade de clarificar que, no entender da ERSE, o presente exercício (de definição de indicadores de desempenho das redes inteligentes) não deve servir propósitos de avaliação do grau de cumprimento do quadro legal ou regulamentar (para tal existindo diversos instrumentos específicos mais adequados).

Ora, a legislação e a regulamentação vigentes, em particular a relativa às redes inteligentes, já estabelece como obrigatória a disponibilização (online), pelos operadores das redes, dos diagramas de carga de consumo e de injeção, do histórico de leituras de consumo e de injeção e da potência tomada mensal. No caso da BT, esta obrigação aplica-se a todas as instalações de clientes integradas em rede inteligente (e, recorde-se, todas devem ser integradas até ao final de 2024, no caso de Portugal continental) e, para os restantes níveis de tensão, a obrigação existe há já muitos anos.

Situação diferente é a que se verifica nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, em face do distinto quadro de regras aplicável.

Para além destes indicadores, enquadrados no comentário anterior, a E-REDES propõe ainda indicadores de desempenho relativos ao número e à forma (digital) de “interações” com os clientes.

PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Como se detalha de seguida, a ERSE propõe a introdução de indicadores de desempenho relativos à prestação de informação pelos operadores aos utilizadores das redes, abrangendo quer a disponibilização individual de dados, quer a disponibilização através de plataformas de dados abertos.

Esta proposta alinha-se com o conjunto de indicadores aprovado pela CRE (entidade reguladora francesa), que avalia as duas formas de disponibilização de informação por parte dos operadores através dos seguintes indicadores:

- *“Quality of load curves and average access times”* (aplicável aos operadores das redes de distribuição);
- *“Use and attendance of open data”* (aplicável aos operadores das redes de distribuição e de transporte, com base no *“Number of unique users”*).

A propósito do recurso a plataformas de dados abertos, a CRE, no relatório de avaliação do grau de desenvolvimento das redes inteligentes recentemente publicado ⁷⁶, afirma que *“Les plateformes open data développées par les gestionnaires de réseau français jouent un rôle important tant auprès du grand public que pour les professionnels de l’énergie. La CRE encourage les gestionnaires de réseaux à consulter régulièrement les acteurs afin de s’assurer que l’offre de données proposée continue à répondre à leurs attentes”*.

Assim, começando pela disponibilização individual de dados, e tendo presentes as obrigações dos operadores de rede de Portugal continental decorrentes do quadro de regras em vigor, a ERSE propõe que a avaliação incida na qualidade dos dados disponibilizados aos utilizadores (e não nas obrigações a montante, por estarem já regulamentadas, de que são exemplo o recurso a plataformas eletrónicas, o detalhe dos dados a disponibilizar ou o período de conservação desses dados).

Essa qualidade depende, em larga medida, da ocorrência e resolução (pelo operador) de anomalias de medição e de leitura. Maior incidência de anomalias não corrigidas condiciona a disponibilização de dados. Em particular, a incorporação destes dados no relacionamento comercial com os utilizadores é uma importante manifestação de inteligência do sistema, com visibilidade e eficácia muito imediatas. Um dos potenciais benefícios das redes inteligentes que os consumidores mais valorizam é o recurso a dados exclusivamente reais (leituras) no processo de faturação, evitando assim a utilização de estimativas, elas próprias indutoras de correções em faturação subsequente. Neste âmbito, e no quadro da revisão regulamentar do setor elétrico operada em 2023, foi introduzido no Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS) ⁷⁷ um novo indicador para avaliação do desempenho na disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, propondo-se a sua adoção para avaliar o desempenho dos operadores das redes ao nível da prestação (individualizada) de informação aos utilizadores. Não há assim necessidade de aprovar ao abrigo do ROR novos indicadores neste campo.

Ainda no que respeita à disponibilização de dados individuais e, pelas razões anteriormente invocadas, exclusivamente aplicável às regiões autónomas dos Açores e da Madeira, propõe-se um indicador relativo à percentagem de clientes com acesso online aos seus dados de consumo ou de injeção (sob a forma de diagramas de carga e de histórico de leituras).

⁷⁶ Disponível em <https://www.cre.fr/actualites/la-cre-publie-son-rapport-d-evaluation-de-la-performance-des-gestionnaires-de-reseaux-sur-le-developpement-d-un-reseau-electrique-intelligent>

⁷⁷ Art.º 99.º do RQS

Já em relação à disponibilização de informação pelos operadores através de plataformas de dados abertos, a ERSE propõe a adoção do indicador utilizado pela CRE, relativo ao número anual de visitantes únicos de cada plataforma. Este indicador reflete, naturalmente, por um lado, o conhecimento que os utilizadores têm da existência da plataforma (se a plataforma não for divulgada, antecipa-se um menor número de visitas) e, por outro lado, o interesse que a informação disponibilizada encerra para os seus potenciais utilizadores. Ambos os reflexos são, pelo menos parcialmente, controlados pelos operadores. Trata-se de um indicador objetivo, de fácil apuramento por parte dos operadores, e focado no serviço prestado, por contraponto a indicadores que, por hipótese, internalizassem a quantidade de dados disponíveis nas plataformas.

São, deste modo, e com a justificação anteriormente apresentada, propostos (três) indicadores de desempenho para avaliação da prestação de informação pelos operadores das redes aos utilizadores, nos seguintes termos:

- “Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, pelo operador de rede aos comercializadores” – indicador calculado através do quociente entre o número de faturas emitidas pelo operador com estimativas e o número total de faturas emitidas pelo operador; o cálculo deve incidir apenas na primeira faturação (i.e., não devem ser contabilizados acertos de faturação);
- “Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção” – indicador calculado como a percentagem de utilizadores da rede com acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção, sob a forma de diagramas de carga e de histórico de leituras ⁷⁸, face ao total de clientes, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento; consumo) e por nível de tensão/fornecimento; este indicador é estabelecido apenas para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira;
- “Utilização de plataformas de dados abertos” – medido, para cada plataforma de dados abertos, através do número anual de visitantes únicos.

3.9 CIBERSEGURANÇA

As redes inteligentes de energia elétrica representam um avanço significativo na gestão e distribuição de energia elétrica. Estas redes integram cada vez mais tecnologias digitais, como sensores, contadores e

⁷⁸ Cumulativamente às duas informações.

sistemas de comunicação e de informação interligados entre si, de modo a otimizar a eficiência operacional e melhorar a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Estes sistemas devem ter um elevado grau de interoperabilidade, ou seja, de capacidade para os diferentes sistemas trabalharem e comunicarem em conjunto, de modo a beneficiarem do desenvolvimento de redes inteligentes. Apesar das oportunidades criadas pela progressiva integração de tecnologias digitais nas redes elétricas, essa integração faz-se acompanhar por vulnerabilidades no domínio da cibersegurança.

A digitalização das redes inteligentes oferece uma série de benefícios aos operadores das redes e aos seus utilizadores, que vão desde a monitorização em tempo real, fornecendo uma maior observabilidade da rede, até à capacidade de resposta mais rápida a falhas, bem como à integração de fontes renováveis. No entanto, à medida que estas redes se tornam cada vez mais dependentes de tecnologias digitais, a exposição a ameaças cibernéticas aumenta. A vulnerabilidade dos dispositivos digitais integrados nas diversas infraestruturas elétricas não pode ser subestimada, uma vez que um só ataque bem-sucedido pode resultar em consequências devastadoras, desde interrupções no fornecimento de energia elétrica até danos irreparáveis em infraestruturas críticas.

No que respeita ao setor da energia, a quarta edição do [Relatório Riscos e Conflitos 2023](#), publicado pelo Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS), reporta a ocorrência de 34 incidentes de cibersegurança em 2022 (mais três incidentes face aos registados em 2021). O mesmo relatório destaca ainda que o setor da energia foi um dos setores com mais registos de observáveis ⁷⁹ (22 321) em 2022.

Neste contexto, um dos principais desafios é a proteção contra ameaças cibernéticas como, por exemplo, *malware* e tentativas de intrusão em sistemas de controlo. Os *hackers* podem explorar vulnerabilidades nos dispositivos digitais e nas redes de comunicação para interromper operações essenciais ou até mesmo manipular dados, comprometendo a integridade do sistema elétrico. Além disso, o roubo de dados sensíveis pode ter implicações graves para a segurança nacional e para a privacidade dos consumidores.

A importância da cibersegurança nas redes elétricas vai para além da simples proteção contra ataques externos. A integração de fontes de energia distribuída, como painéis fotovoltaicos e geradores eólicos, requer a implementação de medidas robustas de segurança para evitar a manipulação remota e a

⁷⁹ Observáveis são eventos que evidenciam a presença de *malware*, *phishing*, serviços vulneráveis, entre outros indícios de atividades maliciosas. Estes observáveis são recolhidos de forma automatizada junto de diversas fontes, podendo, por vezes, conduzir ao registo de incidentes de cibersegurança.

interrupção do fornecimento de energia elétrica. Além disso, a proteção contra ameaças internas, como funcionários mal-intencionados ou negligentes, também é crucial.

Os esforços para fortalecer a cibersegurança nas redes inteligentes devem envolver uma abordagem abrangente que inclua a implementação de padrões de segurança, a realização de auditorias regulares, a educação contínua dos profissionais envolvidos e a pesquisa contínua de novas ameaças e soluções.

Nesse sentido, à medida que as redes inteligentes se tornam cada vez mais interligadas e dependentes de tecnologias digitais avançadas, a avaliação da cibersegurança torna-se fundamental, e a utilização de indicadores de desempenho emerge como uma ferramenta crucial para avaliar, melhorar e garantir a robustez dos sistemas de segurança.

CIBERSEGURANÇA: INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Considerando a avaliação da cibersegurança um aspeto importante para a integridade e funcionamento das redes elétricas, a ERSE propõe o reporte de cinco indicadores de desempenho⁸⁰ pelos operadores das redes de transporte e de distribuição, que se encontram a seguir identificados:

- “Taxa de deteção de intrusões” – percentagem de incidentes de intrusão que o sistema de deteção foi capaz de identificar com sucesso em relação ao número total de incidentes num determinado ano. Este indicador refere-se à eficácia de um sistema de deteção de intrusões em identificar e alertar sobre atividades maliciosas ou suspeitas na rede.
- “Tempo médio de resposta a ameaça cibernética” – tempo médio que um operador de rede leva para responder a uma ameaça cibernética após a sua deteção. Este indicador avalia a eficácia da resposta de um operador de rede a ameaças cibernéticas após a sua deteção.
- “Número de vulnerabilidades corrigidas” – número de vulnerabilidades de cibersegurança identificadas e corrigidas anualmente pelos operadores das redes.
- “Número de incidentes de cibersegurança” – contagem total de incidentes de cibersegurança registados anualmente pelos operadores das redes, com desagregação por tipo de incidente.

⁸⁰ Neste documento não é apresentado um conjunto exaustivo de indicadores que avaliem a maturidade dos sistemas informáticos e da cibersegurança, visto que este tema será aprofundado após a publicação de um Código de Rede de Cibersegurança que estabelece que a ACER, em cooperação com a ENISA e com o apoio da ENTSO-E e da entidade EU DSO, divulgue indicadores de desempenho para avaliar a fiabilidade operacional relacionada com os aspetos de cibersegurança. Em julho de 2022, a ACER publicou a [proposta de Código de Rede de Cibersegurança](#), prevendo-se que este código de rede seja aprovado e publicado pela Comissão Europeia já em março de 2024.

- “Percentagem de investimentos em cibersegurança” – calculado como a relação entre os custos totais na área da cibersegurança e os custos totais realizados num determinado ano, com detalhe por custos de prevenção e de reação ⁸¹.

Neste tema em particular, a ERSE reconhece que a divulgação do desempenho de segurança dos operadores não pode ser fonte de vulnerabilidades adicionais, pelo que não tornará públicos os indicadores recolhidos sem um tratamento que impeça a identificação de sistemas ou operadores concretos.

3.10 INDICADORES ECONÓMICOS

No contexto atual de grande evolução tecnológica no setor elétrico, os consumidores exigem mais qualidade, facilidade de utilização e informação dos serviços prestados, em contrapartida pelas tarifas pagas. Deste modo, as redes inteligentes devem potenciar os benefícios dos serviços prestados aos clientes a partir destas infraestruturas, assim como o início do novo paradigma de planeamento e investimento, baseado nos dados recolhidos e em soluções que permitam o adiamento, ou mesmo o cancelamento, de investimentos em nova capacidade de rede sem colocar em causa a qualidade dos serviços prestados. Em suma, as redes inteligentes potenciam uma utilização mais eficiente dos recursos económicos pelos operadores de rede.

O processo de digitalização do setor elétrico tem sido fomentado pela evolução tecnológica de contadores, sensores, atuadores e sistemas de comunicação de dados, e a capacidade de tratamento de grandes quantidades de informação facultada por esses equipamentos e sistemas. A este processo acresce o interesse dos consumidores por novos serviços e novas utilizações da informação, como por exemplo, o carregamento de veículos elétricos, a produção de energia elétrica descentralizada, ou serviços de eficiência energética e de gestão de cargas nos períodos de ponta.

A necessidade de investimento nas redes estará sempre condicionada pelo seu impacto nas tarifas dos utilizadores (o custo não pode superar a utilidade). Se, por um lado, é necessário novo investimento em “inteligência” nas redes elétricas, em *hardware* e *software*, por outro lado, a “inteligência” cria benefícios económicos diretos e indiretos. Um exemplo simples desses benefícios económicos é a substituição de

⁸¹ Entende-se por investimento de prevenção em cibersegurança as medidas e controlos preventivos, que visem mitigar o risco. Entende-se por investimento de reação em cibersegurança as medidas de deteção e resposta a incidentes, considerando que as medidas preventivas aplicadas não tiveram sucesso.

operações locais por operações remotas, uma vez que os contadores integrados numa rede inteligente evitam a deslocação de um técnico do operador à instalação para recolha de leituras de consumo, alteração do escalão de potência ou a ativação/interrupção do fornecimento de energia, evitando os custos dessas operações. As redes inteligentes também deverão permitir a otimização do planeamento das redes através de novos critérios para a decisão dos investimentos, como por exemplo, a análise de soluções alternativas aos investimentos convencionais de aumento da capacidade das redes.

Face ao exposto, importa que os indicadores propostos nesta consulta também forneçam informação que possibilite análises subsequentes acerca dos impactos económicos associados às redes inteligentes.

Reconhecendo o momento embrionário deste processo de monitorização e mensuração, pretende-se dar um primeiro passo de um exercício gradual, que deverá beneficiar de aperfeiçoamentos futuros decorrentes, quer da experiência adquirida no processo, quer de trabalhos em curso a nível europeu, que ao longo do tempo poderão vir a introduzir alguma harmonização nos indicadores seguidos pelos reguladores.

Assim, a presente proposta pretende iniciar o acompanhamento dos impactos económicos nas redes de transporte e de distribuição, tendo presente a evolução tecnológica associada a este novo paradigma das redes inteligentes. Para este fim, propõe-se o início da recolha de informação que promova a transparência no desenvolvimento de redes inteligentes e permita a monitorização da partilha dos benefícios da digitalização entre os consumidores e os vários operadores de rede.

Uma vez que os operadores de rede não apresentaram, nas suas propostas, quaisquer indicadores económicos que permitam o acompanhamento do processo de digitalização, não foi possível incorporar a sua contribuição na proposta que a ERSE coloca agora a discussão.

Desta forma, a ERSE propõe um conjunto de indicadores que permitam avaliar o estado de desenvolvimento das redes inteligentes numa perspetiva económica, assim como os custos e alguns benefícios que lhes possam estar associados. Neste sentido, os indicadores de carácter económico sobre o desenvolvimento das redes inteligentes propostos pela ERSE, são divididos em três grupos: (i) vida útil dos contadores inteligentes, (ii) custos de integração de uma rede inteligente e (iii) custos evitados e/ou diferidos de investimento em resultado de soluções alternativas suportadas pelas potencialidades das redes inteligentes.

INDICADOR RELATIVO À VIDA ÚTIL DOS CONTADORES INTELIGENTES EM BT

Os indicadores relativos à vida útil têm como objetivo acompanhar a vida útil dos contadores inteligentes em baixa tensão, independentemente do tipo de fornecimento, assim como caracterizar o imobilizado no que respeita ao seu envelhecimento e identificação antecipada de necessidades de investimento em novos equipamentos. Para este fim, a ERSE propõe a definição do indicador apresentado na Tabela 3-8.

Tabela 3-8 - Indicador relativo à vida útil dos contadores inteligentes

#	Indicador	Descrição do indicador	Âmbito	Unidade
1	Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes	Quociente entre a amortização acumulada e o imobilizado bruto em contadores inteligentes em baixa tensão	ORD BT, ORAA e ORAM	%

Este indicador deve ser discriminado por nível de tensão.

INDICADORES RELATIVOS AOS CUSTOS DE DESENVOLVIMENTO DE REDES INTELIGENTES

Os indicadores relativos aos custos com as redes inteligentes têm como objetivo a caracterização dos custos de investimento necessários ao desenvolvimento deste tipo de redes e dos custos de exploração das mesmas, incluindo valores unitários de integração na rede inteligente de cada instalação no caso dos operadores de redes de distribuição. No que respeita ao investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes pretende-se avaliar o esforço relativo dos operadores face ao total dos investimentos. Neste sentido, consideram-se os programas de investimento relacionados com a automação, telecomando e supervisão de redes, bem como o investimento inovador ⁸².

Para este fim, a ERSE propõe a definição dos indicadores apresentados na Tabela 3-9.

⁸² De acordo as descrições dos programas de investimento indicadas no PDIRD 2020 da E-REDES, com as devidas adaptações no caso das regiões autónomas.

Tabela 3-9 - Indicadores relativos aos custos de desenvolvimento de redes inteligentes

#	Indicador	Descrição do indicador	Âmbito	Unidade
1	Custo total de investimento por instalação integrada nas redes inteligentes	Quociente entre o imobilizado associado à integração de instalações nas redes inteligentes (inclui todos os custos de investimento necessários à integração: equipamento, instalação, comunicações, sistemas de informação e serviços ao cliente e abertos) e o número total de instalações integradas nas redes inteligentes (acumulado).	ORD BT, ORAA e ORAM	€/Inst.
2	Percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes	Quociente entre o imobilizado alocado às redes inteligentes (automação, digitalização, comunicações, supervisão) e o imobilizado total.	ORND, ORD BT, ORAA e ORAM	% ⁸³

INDICADORES RELATIVOS À AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DECORRENTES DA ADOÇÃO DE SOLUÇÕES ALTERNATIVAS SUPORTADAS PELAS REDES INTELIGENTES

Como previsto na legislação⁸⁴, deverão ser adotados modelos de planeamento que considerem alternativas ao investimento convencional, mediante a realização de análises de custo e benefício, e modelos de gestão flexível das redes. A monitorização da adoção destes novos modelos poderá ser realizada através da quantificação dos custos evitados e/ou diferidos nos investimentos, que decorrem da adoção de soluções suportadas pelas redes inteligentes.

Este princípio é igualmente identificado pela *Commission de Régulation de L'Énergie* (CRE)⁸⁵, sendo relevante quantificar o impacto de soluções inovadoras/alternativas suportadas pelas redes inteligentes, nomeadamente a utilização de serviços locais de flexibilidade e ligações flexíveis.

No cenário atual, são aplicadas soluções “convencionais” baseadas em investimento eficiente para aumentar a capacidade da rede, que se traduz num benefício para o sistema resultante, quer da redução da energia não distribuída, quer pela redução do custo com perdas técnicas. Num cenário alternativo, deve ser ponderada a inclusão do novo paradigma de uso de flexibilidade. Neste caso, parte do investimento pode ser adiado ou mesmo evitado, sendo substituído pelo custo decorrente da solução de flexibilidade. Nesta opção, são considerados os custos fixos necessários à implementação da flexibilidade, que incluem a disponibilidade do prestador de serviço (FSP), mas também eventuais custos de investimento necessários

⁸³ Esta percentagem será determinada para o imobilizado transferido para exploração a partir de 2015.

⁸⁴ Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro

⁸⁵ [Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité](#)

à utilização da flexibilidade, como por exemplo, em comunicações, em proteções e em sistemas de comando e controlo. Deverão ser igualmente considerados custos variáveis decorrentes do pagamento aos FSP pela sua ativação. No recurso à flexibilidade, considera-se que o custo em perdas técnicas e de qualidade de serviço é inalterado ou até aumente, por não existirem investimentos que alterem a capacidade da rede, e que os custos com energia não distribuída se mantenham. Os benefícios económicos neste paradigma de flexibilidade decorrem da diferença entre estes custos económicos e o cenário de um investimento eficiente nas redes. Estes benefícios deverão contabilizar, entre outros, o investimento evitado e/ou diferido, a redução de energia não distribuída.

Os benefícios decorrentes do novo paradigma resultante da flexibilidade estão igualmente identificados na legislação nacional, designadamente, no artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, entretanto transposto para o artigo 23.º do RARI. Neste contexto, os indicadores relativos à avaliação dos benefícios decorrentes da adoção de soluções alternativas suportadas pelas redes inteligentes, que se propõem na presente consulta, deverão ser coerentes com a metodologia de análise custo-benefício que vier a ser aprovada pela ERSE ao abrigo do artigo 24.º do RARI. Em relação a esta matéria, a ERSE pretende realizar, num futuro próximo, uma consulta pública sobre a metodologia. Por este motivo, a definição concreta destes indicadores fica condicionada à respetiva metodologia. Na presente consulta pública, optou-se por apenas apresentar conceptualmente os indicadores económicos que a ERSE pretenderá monitorizar neste âmbito.

Acresce que os ganhos operacionais decorrentes da digitalização das redes não são despicientes, sendo a substituição de operações locais por operações remotas, um exemplo de novas soluções possíveis com ganhos económicos e de fiabilidade para o sistema.

Para este fim, a ERSE propõe a definição dos indicadores apresentados na Tabela 3-10.

Tabela 3-10 - Indicadores relativos à avaliação dos benefícios decorrentes da adoção de soluções alternativas suportadas pelas redes inteligentes

#	Indicador	Descrição do indicador	Âmbito	Unidade
1 ⁸⁶	Benefícios totais da adoção de soluções alternativas suportadas pelas redes inteligentes	Estes benefícios devem ser calculados de acordo com a metodologia de análise custo-benefício, a definir pela ERSE, pelo que não são integrados na proposta de diretiva. Estes benefícios	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA e ORAM	€/ano

⁸⁶ Este indicador fica condicionado à aprovação pela ERSE da metodologia de análise custo-benefício, pelo que não será publicado na Diretiva.

#	Indicador	Descrição do indicador	Âmbito	Unidade
	face a soluções convencionais	resultam da soma dos benefícios de todos os projetos realizados com soluções alternativas.		
2 ⁸⁷	Custos das soluções convencionais substituídos por soluções de flexibilidade	Estes custos devem ser calculados de acordo com a metodologia de análise custo-benefício, a definir pela ERSE, pelo que não são integrados na proposta de diretiva. Estes custos resultam da soma dos custos de todos os projetos com soluções convencionais substituídos por soluções alternativas.	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA e ORAM	€/ano
3	Custo unitário de leitura de contadores no local	Quociente entre custo total de leituras locais dos contadores (por oposição a leituras remotas) e o número de leituras locais.	ORD BT, ORAA e ORAM	€/ano/CPE
4	Custo unitário de outras operações locais	Quociente entre os custos totais de outras operações locais (excluída leitura de contadores e por oposição a operações remotas) e o número total de contadores não integrados numa rede inteligente.	ORD BT, ORAA e ORAM	€/ano/CPE

No caso dos operadores de redes de distribuição, estes indicadores devem ser discriminados por nível de tensão.

3.11 SÍNTESE DOS INDICADORES PROPOSTOS PELA ERSE

Na Tabela 3-11 são apresentados, de forma sistematizada, os indicadores de desempenho das redes inteligentes propostos pela ERSE, identificando-se, para cada indicador 1) a respetiva dimensão, 2) o identificador e o nome, 3) o detalhe do indicador, 4) a respetiva unidade, 5) a desagregação, 6) os operadores de rede aos quais se aplica o reporte e 7) se se trata de um indicador cujo reporte está ou não já previsto ao abrigo de outras obrigações legais ou regulamentares. Para cada dimensão, listam-se primeiro os indicadores novos e depois os já existentes, não sendo necessariamente replicada a ordem pela qual são discutidos em cada ponto do documento justificativo. Esta opção assegura a coerência de designação dos indicadores entre o documento justificativo e o articulado (que apenas lista os indicadores novos).

⁸⁷ Este indicador fica condicionado à aprovação pela ERSE da metodologia de análise custo-benefício, pelo que não será publicado na Diretiva.

Tabela 3-11 – Listagem dos indicadores propostos pela ERSE

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
A. PLANEAMENTO DA REDE					
A1. Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais	Quociente entre o número de estudos de rede em que tenham sido utilizados diagramas de carga reais, face ao total de estudos realizados, com detalhe por nível de tensão (MAT, AT, MT e BT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
A2. Pedidos de ligação à rede analisados com base em diagramas de carga reais	Quociente entre o número de pedidos de ligação à rede analisados com recurso a diagramas de carga reais sobre a utilização da rede previamente à ligação, face ao total de pedidos de ligação à rede, com detalhe por nível de tensão de ligação (MAT, AT, MT e BT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
A3. Disponibilização de capacidade com restrições	Média trimestral, do quociente entre o somatório da capacidade com restrições disponibilizada a instalações de produção ou armazenamento, no fim do trimestre, face ao valor da capacidade já atribuída e não ligada, por subestação, por nível de tensão (MAT, AT e MT), no início do trimestre	%	Trimestral Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM	Novo
A4. Atribuição de capacidade com restrições	Média trimestral, do quociente entre o somatório da capacidade com restrições atribuída a instalações de produção ou armazenamento, no fim do trimestre, face ao somatório da capacidade atribuída no mesmo período, por subestação e por nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Trimestral Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM	Novo
B. OBSERVABILIDADE E CONTROLABILIDADE					
B1. Elementos de rede com observabilidade em tempo real ou quase real	Percentagem de elementos de rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
B2. Elementos de rede com observabilidade não em tempo real ou quase real	Percentagem de elementos de rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede existentes, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) linhas aéreas e cabos subterrâneos; iii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
B3. Instalações ligadas à rede com observabilidade em tempo real ou quase real	Percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
B4. Instalações ligadas à rede com observabilidade não em tempo real ou quase real	Percentagem de instalações ligadas à rede com monitorização à distância não em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
B5. Controlabilidade dos elementos de rede	Percentagem de elementos de rede controláveis à distância em tempo real ou quase real, face ao total de elementos de rede, com desagregação por tipo de elemento: i) transformadores; ii) disjuntores e seccionadores; e por nível de tensão (sendo que, no caso dos transformadores, essa desagregação deve ser feita em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
B6. Controlabilidade para ligação ou desligação de instalações ligadas à rede	Percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância pelo operador de rede para efeitos de ligação e desligação, em tempo real ou quase real, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação: i) produção; ii) armazenamento autónomo; iii) consumo; e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
B7. Controlabilidade para modulação do consumo ou da injeção na rede de instalações ligadas à rede	Percentagem de instalações ligadas à rede controláveis à distância direta ou indiretamente pelo operador de rede para efeitos de modulação do consumo ou da injeção na rede, face ao total de instalações ligadas à rede, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento autónomo; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano Por ilha nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
C. GESTÃO DE ATIVOS E PERDAS NAS REDES					
C1. Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata	Proporção de falhas que obrigaram à retirada de serviço do transformador, face ao total de transformadores, em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
C2. Defeitos por extensão de rede	Proporção de defeitos com origem interna, por 100 km de rede, resultantes de defeito de isolamento e que requeiram a abertura de disjuntores ou seccionadores, com detalhe por nível de tensão	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
C3. Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos	Quociente entre o somatório do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório do comprimento de todas as linhas aéreas existentes, calculado para cada nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM	Novo
C4. Desempenho da exploração de linhas aéreas com parâmetros dinâmicos	Quociente entre o somatório dos valores médios anuais dinâmicos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos e o somatório dos valores médios anuais de capacidade estáticos de capacidade de transporte das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos, para cada nível de tensão (MAT, AT e MT)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM	Novo
C5. Taxa de perdas nas redes de distribuição	Calculado, para cada nível de tensão (AT, MT e BT), como a relação entre as perdas totais verificadas num determinado nível de tensão da rede de distribuição e a energia ativa medida à entrada (em percentagem)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente/Novo (RT, art.º 146.º)
C6. Energia identificada por consumo indevido	Corresponde à identificação da apropriação indevida de energia, incluída nos respetivos autos emitidos durante o ano, pelo operador da rede de distribuição, com desagregação por nível de tensão/fornecimento (AT, MT, BTE, BTN)	MWh	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente/Novo (RT, art.º 146.º)

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
C7. Utilização da potência de carga	Quociente entre a potência média e a potência instalada, com detalhe por transformador de subestação e posto de transformação, em função do nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente (Diretiva n.º 2/2016)
C8. Utilização da potência instalada	Quociente entre a potência de ponta registada e a potência nominal de transformação, com detalhe por transformador de subestação e posto de transformação, em função do nível de tensão do enrolamento secundário (MAT, AT, MT e BT)	%	Valor no final do ano Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente (Diretiva n.º 2/2016)
C9. Taxa de perdas na rede de transporte	Calculado, para o nível de tensão MAT, como a relação entre as perdas totais na rede de transporte e a energia ativa medida à entrada (em percentagem)	%	Anual	ORNT	Existente (RARI, art.º 22º Diretiva n.º 2/2016)
D. QUALIDADE DE SERVIÇO					
D1. Taxa de interrupções longas detetadas pelos contadores inteligentes	Quociente entre o número total de interrupções longas cuja deteção seja suportada em dados e alarmes recolhidos diretamente dos contadores inteligentes (em antecipação do eventual contacto por parte dos clientes afetados) e o número total de interrupções longas ocorridas na BT, num determinado ano (em percentagem)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
D2. Taxa de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica avaliadas com dados registados pelos contadores inteligentes	Quociente entre o número de reclamações avaliadas previamente pelo operador de rede com os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo contador inteligente ou pelo controlador do transformador de distribuição na zona da instalação do reclamante e o número total de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica recebidas pelo operador de rede num determinado ano (em percentagem)	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
D3. Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha	Média de circuitos de linha disponíveis na rede de transporte	%	Anual	ORNT	Existente (RQS, art.º 19.º)
D4. Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência	Média de transformadores de potência disponíveis na rede de transporte	%	Anual	ORNT	Existente (RQS, art.º 19.º)

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
D5. Indicadores de continuidade de serviço do RQS	Vários		Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente (RQS)
D6. Características da onda de tensão	Várias		Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente (RQS)
D7. Serviços prestados remotamente	Vários			ORD BT	Existente (RQS, art.º 98.º)
E. CONTRATAÇÃO E MOBILIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA E DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE					
E1. Potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema	Percentagem da potência ativa instalada da produção renovável incluída no processo de resolução de restrições ou no mercado de serviços de sistema	%	Valor no final do ano	ORNT	Novo
E2. Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade	Potência ativa contratada em serviços de flexibilidade em percentagem da ponta síncrona das entradas na rede de distribuição	%	Valor no final do ano	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo
E3. Energia mobilizada em resolução de restrições técnicas	Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em resolução de restrições técnicas	GWh	Anual	ORNT	Novo
E4. Encargos com a regulação do sistema	Total de encargos com a regulação do sistema, não incluindo os custos e receitas para compensação de desvios, imputados aos agentes em desvio	k€	Anual	ORNT	Novo
E5. N.º de FSP ativos nos mercados de serviços de flexibilidade	N.º de FSP ativos nos mercados de serviços de flexibilidade		Valor no final do ano	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
E6. Energia mobilizada em serviços de flexibilidade	Total de energia mobilizada (a subir e a descer) em serviços de flexibilidade	MWh	Anual Por ilha nas regiões autónomas	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo
E7. Encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP	Saldo líquido de encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP	k€	Anual Por ilha nas regiões autónomas	ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo
E8. Requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade escalonados em função do tipo da instalação participante	Existência de requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade escalonados em função do tipo e/ou da dimensão da instalação participante	N.º de classes de requisitos	Valor no final do ano	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo
E9. N.º de BSP ativos no mercado de serviços de sistema	N.º de BSP ativos no mercado de serviços de sistema		Valor no final do ano	ORNT	Existente (MPGGS, Proc. n.º 1, Secção 3.2)
F. COORDENAÇÃO ORT/ORD					
F1. Registo das características técnicas e indisponibilidades das instalações de produção ligadas na RND	Existência e acesso coordenado a um registo das características técnicas, incluindo as paragens programadas, das instalações de produção ligadas na RND com potência instalada superior ou igual a 1 MW	Existe: S/N; Acesso: S/N; Informação sobre paragens: S/N	Valor no final do ano	ORND	Novo
F2. Registo de flexibilidade e/ou de habilitação para os serviços de sistema das instalações	Existência e acesso coordenado a um registo de flexibilidade e/ou de habilitação para os serviços de sistema das instalações	Existência: S/N; Acesso: S/N	Valor no final do ano	ORNT, ORND	Novo
F3. Coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos os serviços de sistema ou de flexibilidade	Existência de um processo de coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos de observabilidade e controlo para participação em serviços de sistema ou de flexibilidade	Existência: S/N	Valor no final do ano	ORNT, ORND	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
F4. Coordenação entre ORD e ORT para gestão de congestionamentos na RND	Existência de processo coordenado para gestão de congestionamentos na RND, integrado nos processos da gestão do sistema, nomeadamente o processo de resolução de restrições técnicas	Existência: S/N	Valor no final do ano	ORNT	Novo
G. NOVOS ATORES DO SISTEMA ELÉTRICO					
G1. Número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica	Número de pontos de carregamento (incluindo uma ou várias tomadas para carregamento) integrados na rede de mobilidade elétrica, desagregando os que estão localizados em instalações elétricas que tenham contratos de prestação de serviços de flexibilidade.		Valor no final do ano Nível de tensão e por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT	Novo
G2. Fator de simultaneidade entre a carga local e os consumos dos PCVE	Dado por: $f_s = \frac{\sum P_{PCVE_t}}{P_{max}}$ Onde P_{PCVE_t} é a potência média de 15 min potência máxima de cada ponto de carregamento de VE no período t onde acontece a carga máxima da rede e P_{max} é a potência máxima de 15 min na rede do operador.	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT	Novo
G3. Potência ativa instalada de produção renovável	Potência ativa instalada de produção renovável.		Valor no final do ano Por nível de tensão, fonte primária e por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT	Novo
G4. Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador	Rácio de rejeição anual de energia renovável em relação à energia total produzida, por fonte de energia, devido a restrições emitidas pelo operador (deslastre, capacidade com restrições). Calculado como o valor médio da potência ativa de geração quarto-horária entre o momento imediatamente antes da	%	Anual Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM, ORDBT	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
	interrupção e o momento imediatamente após ter terminado a limitação, multiplicado pelo tempo de duração da interrupção				
G5. Rácio entre a energia injetada na rede e a energia saída da rede	Rácio entre a energia injetada na rede e a energia saída da rede, por nível de tensão.	%	Valor no final do ano, separado por energia renovável e não renovável. Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORAA, ORAM	Novo
G6. Capacidade instalada em armazenamento	Capacidade instalada em armazenamento, em instalações autónomas ou <i>behind-the-meter</i> , desagregada em armazenamento em albufeiras e outras formas de energia	GWh de energia e MW de potência de injeção na rede	Valor no final do ano, separado em armazenamento e em albufeiras e outras formas de energia. Por ilha, nas regiões autónomas	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo
H. PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO AOS UTILIZADORES DA REDE					
H1. Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção	Percentagem de utilizadores de rede com acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção, sob a forma de diagramas de carga e de histórico de leituras, face ao total de clientes, com desagregação por tipo de instalação (produção; armazenamento; consumo) e por nível de tensão/fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN)	%	Valor no final do ano	ORAA, ORAM	Novo
H2. Utilização de plataformas de dados abertos	Medido, para cada plataforma de dados abertos, através do número anual de visitantes únicos		Anual	ORNT, ORND, ORDBT, ORAA, ORAM	Novo

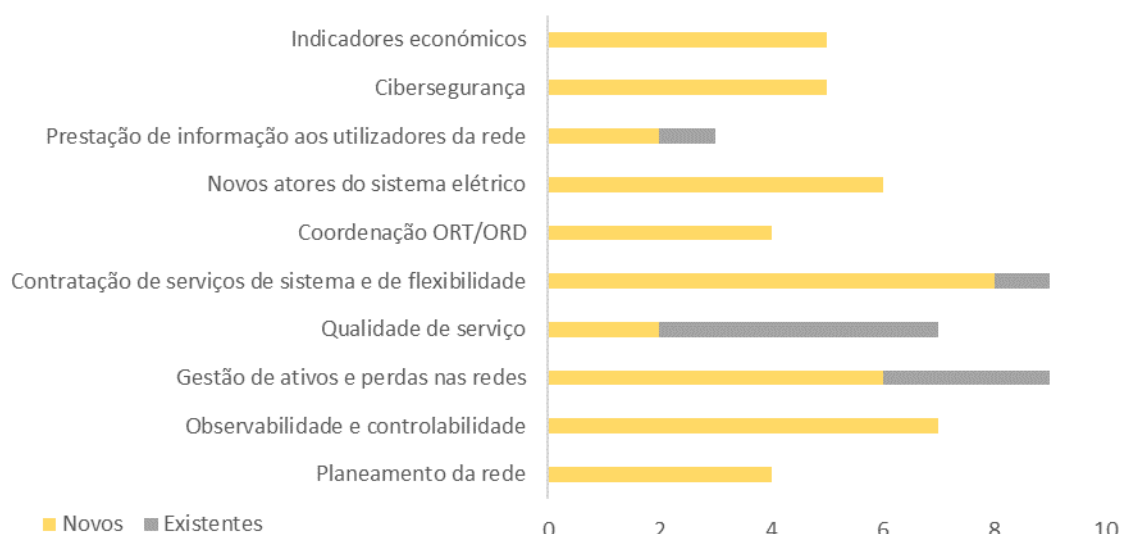
Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
H3. Disponibilização de dados reais para faturação do acesso às redes, pelo operador de rede aos comercializadores	Quociente entre o número de faturas emitidas pelo operador com estimativas e o número total de faturas emitidas pelo operador; o cálculo deve incidir na primeira faturação (i.e., não devem ser contabilizados acertos de faturação)	%	Anual	ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Existente (RQS, art.º 99.º)
I. CIBERSEGURANÇA					
I1. Taxa de deteção de intrusões	Percentagem de incidentes de intrusão que o sistema de deteção foi capaz de identificar com sucesso em relação ao número total de incidentes num determinado ano. Este indicador refere-se à eficácia de um sistema de deteção de intrusões em identificar e alertar sobre atividades maliciosas ou suspeitas na rede	%	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
I2. Tempo médio de resposta a ameaça cibernética	Tempo médio que um operador de rede leva para responder a uma ameaça cibernética após a sua deteção. Este indicador avalia a eficácia da resposta de um operador de rede a ameaças cibernéticas após a sua deteção	h	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
I3. Número de vulnerabilidades corrigidas	Número de vulnerabilidades de cibersegurança identificadas e corrigidas anualmente pelos operadores das redes		Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
I4. Número de incidentes de cibersegurança	Contagem total de incidentes de cibersegurança registados anualmente pelos operadores das redes, com desagregação por tipo de incidente		Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
I5. Percentagem de investimentos em cibersegurança	Relação entre os custos totais na área da cibersegurança e os custos totais realizados num determinado ano, com detalhe por custos de prevenção e de reação	%	Anual	ORNT, ORND, ORD BT, ORAA, ORAM	Novo
J. INDICADORES ECONÓMICOS					
J1. Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes	Quociente entre a amortização acumulada e o imobilizado bruto em contadores inteligentes	%	Valor no final do ano	ORD BT, ORAA e ORAM	Novo
J2. Custo total de investimento por instalação integrada nas redes inteligentes	Quociente entre o imobilizado associado à integração de instalações nas redes inteligentes (inclui todos os custos de investimento necessários à integração: equipamento, instalação, comunicações, sistemas de informação e serviços ao cliente e	€/inst.	Valor no final do ano	ORD BT, ORAA e ORAM	Novo

Nome Indicador	Detalhe	Unidade	Desagregação	Operadores	Estado
	abertos) e o número total de instalações integradas nas redes inteligentes (acumulado)				
J3. Percentagem de investimento alocado ao desenvolvimento de redes inteligentes	Quociente entre o imobilizado alocado às redes inteligentes (automação, digitalização, comunicações, supervisão) e o imobilizado total	%	Valor no final do ano	ORND, ORD BT, ORAA e ORAM	Novo
J4. Custo unitário de leitura de contadores no local	Quociente entre custo total de leituras locais dos contadores (por oposição a leituras remotas) e o número de leituras locais	€/ano/CPE	Anual	ORD BT, ORAA e ORAM	Novo
J5. Custo unitário de outras operações locais	Quociente entre os custos totais de outras operações locais (excluída leitura de contadores e por oposição a operações remotas) e o número total de contadores não integrados numa rede inteligente.	€/ano/CPE	Anual	ORD BT, ORAA e ORAM	Novo

Legenda: ORNT – operador da Rede Nacional de Transporte, ORND – operador da Rede Nacional de Distribuição, ORD BT – operadores das redes de distribuição em BT de Portugal continental, ORAA – empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma dos Açores, ORAM – empresa responsável pela rede elétrica da Região Autónoma da Madeira

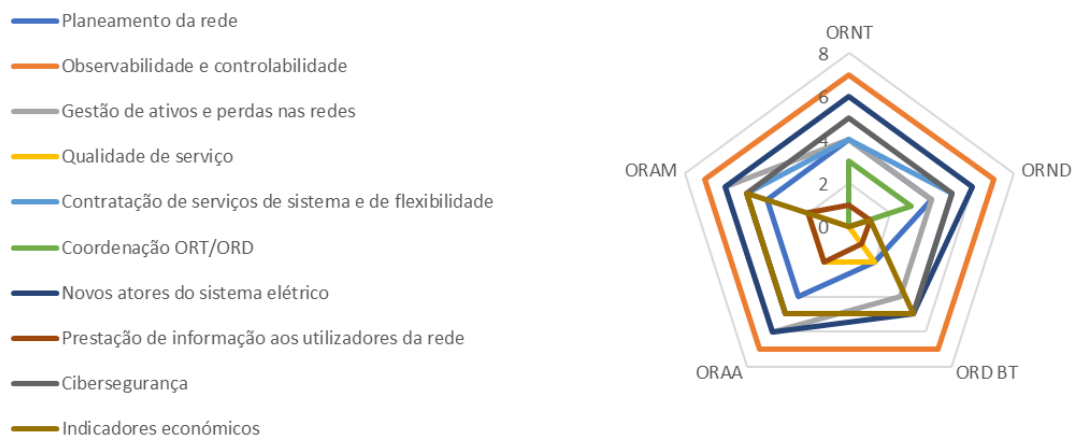
Deste modo, são considerados 59 indicadores, dos quais 10 são já reportados ao abrigo do quadro regulamentar em vigor, pelo que não integram a proposta de Diretiva. Considerando apenas os indicadores novos (49), e numa análise por operador de rede, são propostos 34 indicadores a reportar pelo ORNT, 36 pelo ORND e pelos ORD BT e 42 pelos ORAA e ORAM. As figuras seguintes apresentam a distribuição dos indicadores propostos por dimensão de análise do desempenho das redes e por tipo de operador de rede.

Figura 3-10 – Distribuição nos indicadores considerados por dimensão de desempenho



Não é surpresa que a área da qualidade de serviço tenha uma base significativa de indicadores preexistentes, tal como referido na respetiva secção deste documento. Os indicadores propostos cobrem com razoável dispersão as várias dimensões de desempenho que a ERSE se propõe acompanhar.

Figura 3-11 – Atribuição de novos indicadores por operador



Apesar das diferenças reconhecidas na atividade de cada operador de rede, quer em função do nível de tensão que opera (e das características dessa rede), quer pela natureza específica dos sistemas elétricos das regiões autónomas, os indicadores propostos cobrem genericamente todas as dimensões de análise nas várias redes.

ANEXO I - PRINCIPAIS REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS UTILIZADAS NA PREPARAÇÃO DA PROPOSTA

I. A PERSPETIVA DOS REGULADORES EUROPEUS

Em 2010, o *European Regulators' Group for electricity and gas* (EREG) publicou o documento intitulado «*Position paper on smart grids – an EREG Conclusions Paper*»⁸⁸, com o intuito de contribuir para uma melhor compreensão por parte dos reguladores em relação aos benefícios para os utilizadores das redes decorrentes das redes inteligentes, com vista a explorar vias de incentivo regulatório para o desenvolvimento dessas redes. A lista de efeitos / benefícios, bem como de potenciais indicadores de desempenho associados considerados neste documento é sistematizada na Tabela 3-12.

Tabela 3-12 – Efeitos / benefícios das redes inteligentes e potenciais indicadores de desempenho

<i>Efeitos / Benefícios</i>	<i>Potenciais indicadores de desempenho</i>
<i>Increased sustainability</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Quantified reduction of carbon emissions</i> • <i>Environmental impact of electricity grid infrastructure</i>
<i>Adequate capacity of transmission and distribution grids for “collecting” and bringing electricity to consumers</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Hosting capacity for distributed energy resources (‘DER hosting capacity’) in distribution grids</i> • <i>Allowable maximum injection of power without congestion risks in transmission networks</i> • <i>Energy not withdrawn from renewable sources due to congestion and/or security risks</i>
<i>Adequate grid connection and access for all kind of grid users</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>First connection charges for generators, consumers and those that do both</i> • <i>Grid tariffs for generators, consumers and those that do both</i> • <i>Methods adopted to calculate charges and tariffs</i> • <i>Time to connect a new user</i>
<i>Satisfactory levels of security and quality of supply</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Ratio of reliably available generation capacity and peak demand</i> • <i>Share of electrical energy produced by renewable sources</i> • <i>Measured satisfaction of grid users for the “grid” services they receive</i> • <i>Power system stability performance</i> • <i>Duration and frequency of interruptions per customer</i> • <i>Voltage quality performance of electricity grids (e.g. voltage dips, voltage and frequency deviations)</i>
<i>Enhanced efficiency and better service in electricity supply and grid operation</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Level of losses in transmission and in distribution networks (absolute or percentage)</i>

⁸⁸ Disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3cf25df7-88cb-3ce3-f838-aa2d012ac45c>

Efeitos / Benefícios	Potenciais indicadores de desempenho
	<ul style="list-style-type: none"> • Ratio between minimum and maximum electricity demand within a defined time period (e.g. one day, one week) • Percentage utilization (i.e. average loading) of electricity grid elements • Availability of network components (related to planned and unplanned maintenance) and its impact on network performances • Actual availability of network capacity with respect to its standard value (e.g. net transfer capacity in transmission grids, DER hosting capacity in distribution grids)
<i>Effective support of trans-national electricity markets</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ratio between interconnection capacity of one country/region and its electricity demand • Exploitation of interconnection capacity (ratio between mono-directional energy transfers and net transfer capacity), particularly related to maximization of capacity according to the Regulation on electricity cross-border exchanges and the congestion management guidelines • Congestion rents across interconnections
<i>Coordinated grid development through common European, regional and local grid planning to optimize transmission grid infrastructure</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Impact of congestion on outcomes and prices of national/regional markets • Societal benefit/cost ratio of a proposed infrastructure investment • Overall welfare increase • Time for licensing/authorization of a new electricity transmission infrastructure • Time for construction (i.e. after authorization) of a new electricity transmission infrastructure
<i>Enhanced consumer awareness and participation in the market by new players</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Demand side participation in electricity markets and in energy efficiency measures • Percentage of consumers on (volunteer) time-of-use / critical peak / real time dynamic pricing • Measured modifications of electricity consumption patterns after new (volunteer) pricing schemes • Percentage of users available to behave as interruptible load. • Percentage of load demand participating in market-like schemes for demand flexibility • Percentage participation of users connected to lower voltage levels to ancillary services

Fonte: «Position paper on smart grids - an ERGEG Conclusions Paper», ERGEG, June 2010

Alguns destes indicadores viriam, mais tarde, a ser objeto de análise detalhada no âmbito do documento «*CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (“Smart Regulation”)*»⁸⁹, de 2014, da autoria do *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Note-se que, na visão dos reguladores europeus, os indicadores de desempenho devem ser tecnologicamente neutros e a tecnologia associada à inteligência da rede deve ser vista como um meio para atingir os resultados pretendidos. Nessa medida, indicadores de desempenho como, por exemplo, “percentagem de instalações com contadores inteligentes” não devem ser adotados para avaliar o grau de desenvolvimento das redes inteligentes.

II. A PERSPETIVA DAS ASSOCIAÇÕES EUROPEIAS DE OPERADORES DE REDE

Em 2021, foi publicado o relatório «*Smart Grid Key Performance Indicators: a DSO perspective*»⁹⁰, da autoria da ENTSO-E⁹¹ e de quatro associações europeias representativas dos operadores de rede de distribuição (CEDEC⁹², E.DSO⁹³, Eurelectric⁹⁴ e GEODE⁹⁵).

Partindo das principais tendências do setor elétrico (penetração de energia renovável, eletrificação de consumos, descentralização e digitalização), o relatório identifica seis desafios comuns aos operadores das redes: 1) cooperação na operação da rede em tempo real, 2) cooperação no planeamento da operação da rede, 3) troca de informação relativa ao planeamento de longo prazo dos investimentos a realizar na rede, 4) troca de informação relativa aos ativos de produção e de resposta da procura para a operação diária da rede, 5) cooperação no acesso coordenado aos recursos (flexibilidade) e 6) garantia de desenvolvimento e operação da rede custo-eficaz, seguro e fiável.

O documento elenca diversos requisitos que entende como essenciais para o estabelecimento de indicadores de desempenho para as redes elétricas inteligentes: 1) a definição de cada indicador deve

⁸⁹ Disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f83fc0d2-bff9-600b-3e0f-14eccad7a8d8>

⁹⁰ Disponível em: https://cdn.eurelectric.org/media/5272/smart_grid_key_performance_indicators_a_dso_perspective-2021-030-0129-01-e-h-B85F16BF.pdf

⁹¹ <https://www.entsoe.eu/about/>

⁹² <http://www.cedec.com/en/about-us>

⁹³ <https://www.edsoforsmartgrids.eu/about-us/who-we-are>

⁹⁴ <https://www.eurelectric.org/about-us/about-eurelectric>

⁹⁵ <https://www.geode-eu.org/about-us/>

basear-se em conceitos inequívocos / claros, 2) o indicador deve, em parte ou no seu todo, ser influenciável pelo operador (i.e., não deve depender totalmente do desempenho de terceiros), 3) os indicadores devem relacionar-se somente com atividades reguladas dos operadores, 4) para que o seu uso seja eficaz, os indicadores devem ser pragmáticos e ter significado, 5) os indicadores devem focar-se nas funcionalidades e nos resultados, assegurando neutralidade tecnológica, 6) os dados necessários para cálculo dos indicadores devem estar disponíveis e ser recolhidos com esforço razoável, 7) tanto quanto possível, os indicadores devem estar preparados para o futuro, de forma a garantir que a sua evolução pode ser acompanhada por um período de tempo adequado.

Por último, é proposto um conjunto de oito indicadores de desempenho de redes inteligentes, sete dos quais aplicáveis a operadores de rede de distribuição e um aplicável quer a operadores de redes de distribuição, quer a operadores de redes de transporte:

- Observabilidade – indicador para medir a capacidade de monitorizar adequadamente os nós e os ramos da rede (linhas, transformadores de potência, disjuntores e seccionadores, equipamentos para controlo de reativa, pontos de entrega); a monitorização pode ter lugar em tempo real (dados recolhidos, pelo menos, a cada 15 minutos) ou não (dados recolhidos com intervalo de tempo superior a 15 minutos).
- Controlabilidade – indicador para medir a capacidade de controlar adequadamente a rede; avalia a quantidade de equipamentos/ativos de rede relevantes/críticos que podem ser efetivamente controlados para fornecer uma operação de rede segura e confiável (linhas, transformadores de potência, disjuntores e seccionadores, equipamentos para controlo de reativa, recursos distribuídos).
- Gestão ativa do sistema (AMS) – indicador para medir a capacidade de gerir ativamente a rede na operação diária e de curto prazo (regulação automática de tensão, reconfiguração automática da rede, otimização automática do trânsito de potência, gestão automática de congestionamentos, operação em ilha isolada, etc.).
- Planeamento inteligente da rede – indicador para medir a capacidade de planear para responder às necessidades reais da rede a médio e longo prazo, garantindo a eficiência de custos e a utilização mais eficiente dos ativos existentes; foco na existência de ferramentas para, por exemplo, análise de rede ou previsão de médio e longo prazo.

- Transparência na disponibilização e acesso aos dados – indicador para medir a capacidade de disponibilização de dados e de acesso aos dados por parte dos interessados (operadores de rede de distribuição, operadores de rede de transporte, clientes, agregadores, etc.).
- Mercados locais de flexibilidade e participação dos clientes – indicador para medir o envolvimento dos utilizadores na prestação de serviços à rede e o desenvolvimento de mercados locais de flexibilidade (serviços previstos, liquidez do mercado, barreiras à entrada, etc.).
- Gestão inteligente de ativos – indicador para medir a utilização de ferramentas e estratégias avançadas de gestão de ativos, com foco na monitorização das condições dos ativos e na mitigação do risco; foco na existência de ferramentas para, por exemplo, análise de rede ou previsão de indisponibilidades/defeitos afetando os ativos.
- Coordenação entre operadores de rede de transporte e de distribuição – indicador para medir a capacidade de coordenação entre operadores, abrangendo áreas como partilha de dados, coordenação para utilização de recursos ou planeamento coordenado da rede.

III. COMISSÃO EUROPEIA – OBSERVATÓRIO DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO EUROPEUS

Em 2022, o *Joint Research Centre* ⁹⁶ publicou a quarta edição do Observatório dos operadores de rede de distribuição europeus ⁹⁷. Este trabalho tem como objetivo contribuir para uma melhor compreensão 1) dos desafios associados à transição para um sistema energético descentralizado e descarbonizado e 2) da forma como os operadores de rede têm vindo a responder a esses desafios.

O relatório baseia-se num questionário que cobre diversas áreas com vários indicadores associados, como se resume na Tabela 3-13. Nesta edição de 2022 participaram 56 operadores de rede de distribuição europeus com mais de 100 000 clientes, de 22 Estados-Membros.

⁹⁶ https://commission.europa.eu/about-european-commission/departments-and-executive-agencies/joint-research-centre_en

⁹⁷ Disponível em <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC132379>

Tabela 3-13 – Áreas e indicadores abrangidos pelo estudo

Área	Indicadores
<i>Technical structural data</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Number of total connected customers, as well as customers connected at LV, MV, and HV network levels</i> • <i>Total km of network lines, as well as km of LV, MV, and HV lines</i> • <i>Total km of underground cables, as well as km of LV, MV, and HV underground cables</i> • <i>Total km of overhead lines, as well as km of LV, MV, and HV overhead lines</i> • <i>Total number of HV/MV substations, their voltage ratios in kV (e.g. 110/10kV, 220/20kV, etc.), and their total installed capacity in MVA</i> • <i>Total number of MV/LV secondary substations, their voltage ratios in kV (e.g. 20/0.4kV, 0/0.4kV, etc.), and their total installed capacity in MVA</i> • <i>System Average Interruption Duration Index (SAIDI), in minutes per customer per year for all customers and, in cases when the DSO has available data, also for LV, MV, and HV customers, separately</i> • <i>System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), in number of interruptions per customer per year for all customers and, in cases when the DSO has available data, also for LV, MV, and HV customers, separately</i> • <i>Other possible reliability indices that the DSO might use, as total values and, if available for LV, MV, and HV customers, separately. Such indices could be for example: Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI), Average System Interruption Duration Index (ASIDI), etc.</i>
<i>DER, electromobility and renewables</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Total number of charging columns (and possibly plugs), as well as number of charging points owned and operated by the DSO itself or by third parties</i> • <i>Installed PV capacity and percentage of PV installations connected to the LV, MV, and HV network levels</i> • <i>Installed capacity of wind power generation connected to the distribution grid and percentage of wind installations connected to the LV, MV, and HV network level</i> • <i>Installed capacity of biomass power generation connected to the distribution grid and percentage of biomass installations connected to the LV, MV, and HV network level</i> • <i>Installed capacity of geothermal generation connected to the distribution grid and percentage of geothermal installations connected to the LV, MV, and HV network level</i> • <i>Installed capacity of hydro power generation connected to the distribution grid and percentage of hydro installations connected to the LV, MV, and HV network level</i> • <i>Installed capacity of utility-scale power storage connected to the distribution grid and percentage of utility-scale storage installations connected to the LV, MV, and HV network level</i> • <i>Total capacity (MW) of DER (including type of generation technology) connected to the distribution grid through flexible (conditional) connection agreements</i> • <i>Total number and installed capacity of heat pumps connected to the distribution network</i> • <i>Type of customers (residential, commercial, industrial) mostly installing heat pumps</i>

Área	Indicadores
<i>DSO as user of flexibility services</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Type of market players that DSOs mostly procure flexibility from</i> • <i>Type of flexibility services DSOs mostly procure</i> • <i>Type of network users (residential, commercial, industrial) from which DSOs mostly procure flexibility services</i> • <i>The way flexibility is mostly procured (market vs. non-market based)</i> • <i>Existence of citizen/renewable energy communities or energy cooperatives in the network of the DSO</i> • <i>Number and size of such communities (number of consumers and the total energy consumption, as well as percentage of total energy consumption that is self-produced)</i>
<i>DSO-TSO coordination</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Demand and generation forecasts data exchanged between DSO and TSO, frequency of sharing such data and whether it is on a voluntary or mandatory basis</i> • <i>Scheduled data of each power-generating facility exchanged between DSO and TSO, frequency of sharing such data and whether it is on a voluntary or mandatory basis</i> • <i>Real time measurements (SCADA) exchanged between DSO and TSO, frequency of sharing such data and whether it is on a voluntary or mandatory basis</i> • <i>Ex-post measurements (metered data) exchanged between DSO and TSO, frequency of sharing such data and whether it is on a voluntary or mandatory basis.</i> • <i>Type of data about network condition (e.g. performance of generation assets, demand-side response etc.) the DSO receives from other DSOs or the TSO</i> • <i>The way DSO exchanges data with other DSOs or the TSO (e.g. using data exchange platform)</i> • <i>Whether (or not) the DSO performs any coordinated operational security analysis together with the TSO</i>
<i>Smart metering</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Percentage of end-customers equipped with a smart meter to date (according to Dir. 72/2009, 80% of electricity consumers by 2020)</i> • <i>Whether (or not) the already installed electricity meters are digital and bi-directional</i> • <i>Use of smart meters, and more specifically for grid management tasks, grid control tasks, distribution-planning tasks</i>
<i>Data Management System</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Use of SCADA system or similar one</i> • <i>Type of control tasks the DSO can perform, and more specifically, substation control, feeder control and end-user load control</i>
<i>Regulatory aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Type of regulatory system in place to regulate DSO business (revenue-cap, price-cap, cost-plus, other)</i> • <i>Duration (in years) of the current regulatory period</i> • <i>The approach used for treating costs (TOTEX vs. non-TOTEX)</i> • <i>Type of quality incentives included in the calculation of the revenues</i> • <i>Whether (or not) efficiency benchmarking is applied to the calculation of the approved cost and if yes, what costs (e.g. TOTEX, controllable OPEX) are subject to efficiency benchmarking</i> • <i>The way R&D costs are treated within the adopted regulatory mechanism, including the type of R&D pilot investments incentivized</i> • <i>Main DSO innovation priorities in the next 5-10 years</i>

Área	Indicadores
	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Method used for calculation of the Rate of Return (RoR)</i> • <i>Level of Weighted Average Cost of Capital WACC (%) for 2022</i> • <i>Whether (or not) the DSO take part in a regulatory experimentation and if yes, what kind of experimentation (e.g. regulatory sandboxes, pilot projects, etc.)</i> • <i>Whether (or not) the DSO prepares a distribution network development plan and if yes, what are the national requirements for preparation of such plans</i> • <i>Whether (or not) the network development plans consider the medium- and long-term flexibility needs for the next five-to-ten years, according to the electricity Directive, article 32 (3)</i> • <i>Type of network tariffs used for remuneration of the DSO activities (fixed, capacity-based, volumetric and/or mixed)</i> • <i>Major barriers, if any, for the DSO to transition into a more active system operator</i>

Fonte: «Distribution System Operator Observatory 2022», JRC

IV. COMISSÃO EUROPEIA – PROJETO UPGRID

O projeto UPGRID, maioritariamente financiado por fundos europeus, decorreu entre 2015 e 2017, visando potenciar a futura participação do consumo na gestão da rede e uma maior integração de fontes renováveis distribuídas. Tendo em conta as principais tendências do setor ao momento, o projeto identificava quatro desafios: 1) monitorização e controlo da rede de BT, 2) utilização dos dados de contadores inteligentes, 3) metodologias de gestão da rede e 4) novas abordagens de desenho de mercado. Para aprofundar esta análise, no âmbito deste projeto, foram instalados quatro demonstradores de redes elétricas inteligentes: no Parque das Nações em Lisboa, em Bilbao (Espanha), em Gdynia (Polónia) e em Åmål (Suécia).

Ao período temporal associado a este projeto correspondem ainda, maioritariamente, redes de BT sem observabilidade significativa sobre as grandezas características da rede elétrica. Tirando partido do *Roadmap* definido pela EEGI (*The European Electricity Grid Initiative*)⁹⁸ é apresentada uma estrutura de indicadores de alto nível que permitem estabelecer ligação com os indicadores específicos do projeto.

⁹⁸ <https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/research-and-development/rd-partnered-projects/eeqi/Pages/default.aspx>

Tabela 3-14 – Indicadores de alto nível do projeto UPGRID

Objetivos EEGI		Indicadores de alto nível
1	<i>Integration of smart customers</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Active Demand for increased network flexibility</i> • <i>Enabling maximum energy efficiency in new or refurbished urban using smart distribution grids</i>
2	<i>Integration of DER and new uses</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Integration of DER at low voltage</i> • <i>Integration of DER at medium voltage / high voltage</i> • <i>Integration of storage in network management</i> • <i>Integration of infrastructure to host Electrical Vehicles</i>
3	<i>Network Operations</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Monitoring and control of LV networks</i> • <i>Automation and control of MV networks</i> • <i>Network management methodologies for network operation</i> • <i>Smart metering data utilization</i>
4	<i>Network planning and asset management</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>New planning approaches for distribution networks</i> • <i>Novel approaches to asset management</i>
5	<i>Market design</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Novel approaches for market design</i>

Fonte: «Report on common KPIs», UPGRID

O detalhe descritivo e de cálculo dos indicadores de desempenho associados às métricas utilizadas é apresentado em anexo ao relatório ⁹⁹. O projeto propõe um conjunto de indicadores mais específicos e que permitem obter os supracitados indicadores de alto nível. Esta abordagem de alto nível visa proporcionar uma melhor perceção da comunidade relativamente às potencialidades das redes inteligentes.

V. A DIGITALIZAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM ESPANHA

Em setembro de 2021, o *Instituto de Investigación Tecnológica* ¹⁰⁰ (*Universidad Pontificia Comillas*) elaborou um relatório para a *Fundación Naturgy* ¹⁰¹, intitulado «*La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España*» ¹⁰².

Os autores defendem que a digitalização está fortemente relacionada com o conceito de rede inteligente e que assenta em três pilares: os sensores e atuadores, a conectividade e o tratamento de dados.

⁹⁹ <https://cordis.europa.eu/project/id/646531>

¹⁰⁰ <https://www.iit.comillas.edu/>

¹⁰¹ <https://www.fundacionnaturgy.org/>

¹⁰² Disponível em <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/la-digitalizacion-de-las-redes-electricas-de-distribucion-en-espana/>

Os sensores e atuadores incluem os dispositivos de interação com o sistema elétrico, para efeitos de recolha de informação (sensores) e para efeitos de atuação sobre este (atuadores) ¹⁰³. A conectividade entende-se como a capacidade para transmitir dados entre dois ou mais pontos do sistema, abrangendo aspetos como canais de comunicação, protocolos de comunicação ou interoperabilidade. O tratamento de dados, através do uso de algoritmos e de sistemas de visualização, permite converter dados em informação, para a tomada de decisão.

Para além destes três pilares, neste relatório são propostos indicadores para avaliar o grau de digitalização da rede de distribuição de energia elétrica também ao nível da cultura digital, ou seja, da “preparação digital” dos operadores no planeamento, operação e manutenção da rede (a cultura digital pode ser um facilitador ou uma barreira para a adoção de soluções digitais a nível corporativo), nos termos da Tabela 3-15.

Tabela 3-15 – Indicadores para medir o grau de digitalização das redes de distribuição

Categoria	Indicador	Descrição
<i>Sensores y actuadores</i>	<i>% de contadores inteligentes desplegados sobre el total de puntos de consumo</i>	<i>La sustitución de los tradicionales contadores electromecánicos por contadores inteligentes permite medir remotamente, y de manera más precisa, el consumo de los usuarios y los protege de manera más efectiva frente a sobrecargas. Los usuarios con contadores inteligentes tienen también la posibilidad de cambiar la potencia contratada a un valor que se adapte más a su consumo eléctrico. Además, la compañía de distribución puede detectar y localizar más rápida y fácilmente las interrupciones de suministro si varios contadores se desconectan repentinamente, mejorando considerablemente el servicio a los usuarios.</i>
	<i>% de subestaciones primarias y % de centros de transformación con automatización y telecontrol</i>	<i>El número de operarios de campo encargados de cada zona de la red de distribución es limitado y no siempre se encuentra un equipo cerca de donde ocurre la avería o se ha interrumpido el suministro. La posibilidad de que la red se configure de manera automática para restablecerlo (automatización) o que un operador del centro de control pueda actuar sobre los dispositivos a través del ordenador (telecontrol) es lo que representa este indicador. La</i>

¹⁰³ O exemplo mais evidente, no caso das redes de distribuição, é o dos contadores inteligentes.

Categoria	Indicador	Descrição
		<i>automatización y el telecontrol reducen el número de interrupciones de suministro o el tiempo de resolución de los mismos.</i>
	<i>Nº elementos con telecontrol en puntos de la red no soterrada por cada X km de red</i>	<i>Para una operación segura de la red, también es necesario disponer de dispositivos en determinados puntos (no solo en las subestaciones y centros de transformación) que permitan actuar de manera remota y disminuir tiempos de interrupción de suministro. Algunos ejemplos de estos dispositivos son los interruptores y dispositivos de control de tensión.</i>
	<i>% de cabeceras de líneas de BT monitorizadas sobre el total de líneas salientes de una subestación o centro de transformación</i>	<i>La monitorización de las líneas eléctricas de distribución en baja tensión puede resultar clave para una mejor operación de la red y calidad de suministro.</i>
	<i>% equipos monitorizados remotamente para mantenimiento</i>	<i>Los equipos eléctricos suelen ser equipos muy costosos y que, o bien se encuentran en constante funcionamiento (transformadores AT/MT y MT/BT), o bien han de estar siempre preparados para cuando tengan que actuar (interruptores, seccionadores y reconectores). Disponer de sensores que midan parâmetros fundamentales de estos equipos puede ayudar a predecir y, principalmente, prevenir su fallo antes de que ocurra mediante un correcto mantenimiento. Esto, aparte de garantizar la seguridad de la red y del suministro de manera eficiente, puede suponer también una extensión de la vida útil de los equipos monitorizados.</i>
<i>Conectividad</i>	<i>% de subestaciones primarias y % de centros de transformación con banda ancha</i>	<i>Aunque, en la actualidad, no es necesario contar con comunicaciones de banda ancha en todas las subestaciones y centros de transformación, esto es algo a tener en cuenta en los próximos años para poder dar soporte, no solo a los dispositivos desplegados por la empresa distribuidora, sino también a todos los dispositivos de gestión de la energía y de generación/almacenamiento instalados por los usuarios que lo requieran. Cuanto más cercana al tiempo real sea la comunicación del centro de control con las subestaciones y los centros de transformación, mayor conocimiento tendrá la distribuidora sobre su red y mayores serán las funcionalidades relacionadas con la participación y el consumo de los usuarios. Contar con comunicaciones de banda ancha resultará fundamental para esta monitorización en tiempo real.</i>

Categoria	Indicador	Descrição
	<i>% de dispositivos que establecen comunicación con la red de distribución</i>	<i>Este indicador hace referencia a todos aquellos dispositivos que, no habiendo sido desplegados por la empresa distribuidora, establecen comunicación con ésta para coordinar sus actuaciones o para ofrecer información de relevancia para una gestión segura y eficiente de la red. Por ejemplo, dispositivos para la gestión del consumo eléctrico de viviendas o edificios, infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico, generadores/almacenamiento para el autoconsumo, etc. La existencia de esta comunicación da a los usuarios la posibilidad de tomar un papel activo en dicha operación si así lo desean, es decir, que sean capaces de, no solamente consumir, sino también inyectar energía en la red o gestionar su consumo en determinados momentos y recibir una compensación por ello (ya sea directamente monetaria, en ahorro u otro tipo de beneficios).</i>
<i>Tratamiento de datos</i>	<i>% de red observable directamente o mediante estimaciones de estado</i>	<i>La red de distribución eléctrica es increíblemente extensa geográficamente, por lo que no resulta económica y técnicamente viable tener monitorizado cada punto de la red para cada nivel de tensión (alta, media y baja). Sin embargo, optimizando la disposición de los sensores y aplicando técnicas matemáticas con los datos de los que se disponen, puede conocerse (observabilidad) el estado de las partes no monitorizadas directamente con un reducido margen de error.</i>
	<i>% de elementos de red con gemelo digital</i>	<i>La predicción sobre el comportamiento de equipos o de parte de la red permite optimizar la operación y la toma de mejores decisiones. Se ha considerado la posibilidad de añadir KPIs adicionales en esta categoría que fueron finalmente descartados por la dificultad de medirlos de manera precisa en la práctica. Uno de estos KPIs estaba relacionado con el volumen de información procesado frente al volumen de información recogido durante un determinado plazo de tiempo. Otro KPI que fue considerado medía el número de casos de uso basados en analítica avanzada implantados por la empresa distribuidora.</i>
<i>Cultura digital</i>	<i>Existencia de un plan de digitalización y un responsable del mismo para redes de distribución</i>	<i>La existencia de un plan en la empresa distribuidora para digitalizar la red de distribución eléctrica significa que ésta no solo ha estudiado los puntos débiles y los aspectos a</i>

Categoria	Indicador	Descrição
		<i>mejorar de su red, sino que también es consciente del interés de algunos usuarios en poder participar más activamente en el sistema eléctrico o en electrificar completamente su consumo para reducir su impacto medioambiental.</i>
	<i>Existencia de formación continua en tecnologías digitales y ciberseguridad de todos los empleados y operarios de campo</i>	<i>Una empresa distribuidora que se preocupa por la formación y actualización continua del conocimiento de sus empleados, es una empresa que valora sus recursos humanos y que sabe que éstos constituyen la base de una operación eficiente y segura de la red.</i>
	<i>% de equipos humanos de campo con acceso a documentación mediante dispositivos conectados</i>	<i>Si el técnico de campo puede acceder a toda la información que necesita a través de un ordenador portátil o una tableta, será mucho más ágil y eficiente en sus tareas que si tuviera que llevar consigo papeles y cuadernos de especificaciones técnicas.</i>
	<i>% de documentación de red accesible por medios digitales, relevante para la red actual</i>	<i>Relacionado con el indicador anterior, es importante que, aparte de que los operarios dispongan de dispositivos conectados, la información que necesiten esté disponible en formato digital.</i>
	<i>Disponibilidad de una plataforma digital para la consulta y realización de gestiones relacionadas con el suministro eléctrico para los usuarios</i>	<i>Si los usuarios tienen la posibilidad de interactuar con la distribuidora de manera sencilla y online, las barreras para una participación activa de éstos se reducen significativamente.</i>
	<i>% de usuarios de red que usan aplicaciones de consulta de su suministro de manera frecuente</i>	<i>El primer paso hacia una participación activa de los usuarios en la red de distribución es que éstos muestren interés en su propio consumo eléctrico.</i>

Fonte: «La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España», Instituto de Investigación Tecnológica, Septiembre 2021

O relatório reflète ainda acerca da cibersegurança, que identifica como risco associado à digitalização: a observabilidade e controlabilidade remotas da rede aumentam a probabilidade de comprometer ativos críticos, se não for devidamente acautelada a questão da cibersegurança de forma transversal (ou seja, para todas as categorias identificadas na Tabela 3-15).

VI. A PERSPETIVA NORTE-AMERICANA

Em julho de 2009, o Departamento de Energia dos Estados Unidos da América publicou, pela primeira vez, o «*Smart Grid System Report*»¹⁰⁴ com o objetivo de informar o Congresso do estado de desenvolvimento das redes elétricas inteligentes norte-americanas e de identificar barreiras, nomeadamente regulatórias, a esse desenvolvimento.

O relatório identifica seis principais características de uma rede inteligente (ver Tabela 3-16) e vinte métricas para descrever o estado de desenvolvimento da rede inteligente (ver Tabela 3-17), correlacionando-as.

Tabela 3-16 – Características principais de uma rede inteligente

Característica		Descrição
1	<i>Enables Informed Participation by Customers</i>	<i>Consumers become an integral part of the electric power system. They help balance supply and demand and ensure reliability by modifying the way they use and purchase electricity. These modifications come as a result of consumers having choices that motivate different purchasing patterns and behavior. These choices involve new technologies, new information about their electricity use, and new forms of electricity pricing and incentives.</i>
2	<i>Accommodates All Generation and Storage Options</i>	<i>A smart grid accommodates not only large, centralized power plants, but also the growing array of distributed energy resources (DER). DER integration will increase rapidly all along the value chain, from suppliers to marketers to customers. Those distributed resources will be diverse and widespread, including renewables, distributed generation and energy storage.</i>
3	<i>Enables New Products, Services, and Markets</i>	<i>Correctly-designed and -operated markets efficiently reveal cost-benefit tradeoffs to consumers by creating an opportunity for competing services to bid. A smart grid accounts for all of the fundamental dynamics of the value/cost relationship. Some of the independent grid variables that must be explicitly managed are energy, capacity, location, time, rate of change, and quality. Markets can play a major role in the management of these variables. Regulators, owners/operators, and consumers need the flexibility to modify the rules of business to suit operating and market conditions.</i>
4	<i>Provides the Power Quality for the Range of Needs</i>	<i>Not all commercial enterprises, and certainly not all residential customers, need the same quality of power. A smart grid supplies varying grades of power and supports variable pricing accordingly. The cost of premium power-quality (PQ) features can be included in the electrical service contract. Advanced control methods monitor</i>

¹⁰⁴ <https://www.energy.gov/sites/default/files/2009%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>

Característica		Descrição
		<i>essential components, enabling rapid diagnosis and precise solutions to PQ events, such as arise from lightning, switching surges, line faults and harmonic sources. A smart grid also helps buffer the electrical system from irregularities caused by consumer electronic loads.</i>
5	<i>Optimizes Asset Utilization & Operating Efficiency</i>	<i>A smart grid applies the latest technologies to optimize the use of its assets. For example, optimized capacity can be attainable with dynamic ratings, which allow assets to be used at greater loads by continuously sensing and rating their capacities. Maintenance efficiency involves attaining a reliable state of equipment or “optimized condition.” This state is attainable with condition-based maintenance, which signals the need for equipment maintenance at precisely the right time. System-control devices can be adjusted to reduce losses and eliminate congestion. Operating efficiency increases when selecting the least-cost energy-delivery system available through these adjustments of system-control devices.</i>
6	<i>Operates Resiliently to Disturbances, Attacks, & Natural Disasters</i>	<i>Resiliency refers to the ability of a system to react to events such that problematic elements are isolated while the rest of the system is restored to normal operation. These self-healing actions result in reduced interruption of service to consumers and help service providers better manage the delivery infrastructure. A smart grid responds resiliently to attacks, whether organized by others or the result of natural disasters. These threats include physical attacks and cyber-attacks. A smart grid addresses security from the outset, as a requirement for all the elements, and ensures an integrated and balanced approach across the system.</i>

Fonte: «Smart Grid System Report», U. S. Department of Energy, July 2009

Tabela 3-17 – Métricas descritivas do estado de desenvolvimento da rede inteligente

Métrica			Descrição
<i>Area, Regional, and National Coordination Regime</i>	1	<i>Dynamic Pricing</i>	<i>Fraction of customers and total load served by real-time pricing, critical-peak pricing, and time-of-use pricing</i>
	2	<i>Real-time System Operations Data Sharing</i>	<i>Total SCADA points shared and fraction of phasor measurement points shared</i>
	3	<i>Distributed-Resource Interconnection Policy</i>	<i>Percentage of utilities with standard distributed-resource interconnection policies and commonality of such policies across utilities</i>
	4	<i>Policy/Regulatory Progress</i>	<i>Weighted-average percentage of smart grid investment recovered through rates (respondents’ input weighted based on total customer share)</i>
<i>Distributed-Energy-Resource Technology</i>	5	<i>Load Participation Based on Grid Conditions</i>	<i>Fraction of load served by interruptible tariffs, direct load control, and consumer load control with incentives</i>
	6	<i>Load Served by Microgrids</i>	<i>The percentage total grid summer capacity</i>

Métrica		Descrição	
	7	<i>Grid-Connected Distributed Generation (renewable and non-renewable) and Storage</i>	<i>Percentage of distributed generation and storage</i>
	8	<i>EVs and PHEVs</i>	<i>Percentage shares of on-road, light-duty vehicles comprising of EVs and PHEVs</i>
	9	<i>Grid-Responsive Non-Generating Demand-Side Equipment</i>	<i>Total load served by smart, grid-responsive equipment</i>
<i>Delivery (T&D) Infrastructure</i>	10	<i>T&D System Reliability</i>	<i>SAIDI, SAIFI, MAIFI</i>
	11	<i>T&D Automation</i>	<i>Percentage of substations using automation</i>
	12	<i>Advanced Meters</i>	<i>Percentage of total demand served by advanced metered (AMI) customers</i>
	13	<i>Advanced System Measurement</i>	<i>Percentage of substations possessing advanced measurement technology</i>
	14	<i>Capacity Factors</i>	<i>Yearly average and peak-generation capacity factor</i>
	15	<i>Generation and T&D Efficiencies</i>	<i>Percentage of energy consumed to generate electricity that is not lost</i>
	16	<i>Dynamic Line Ratings</i>	<i>Percentage miles of transmission circuits being operated under dynamic line ratings</i>
<i>Information Networks and Finance</i>	17	<i>Power Quality</i>	<i>Percentage of customer complaints related to power quality issues, excluding outages</i>
	18	<i>Cyber Security</i>	<i>Percent of total generation capacity under companies in compliance with the NERC Critical Infrastructure Protection standards</i>
	19	<i>Open Architecture/Standards</i>	<i>Interoperability Maturity Level – the weighted average maturity level of interoperability realized among electricity system stakeholders</i>
	20	<i>Venture Capital</i>	<i>Total annual venture-capital funding of smart-grid startups located in the U.S.</i>

Fonte: «Smart Grid System Report», U. S. Department of Energy, July 2009

O detalhe descritivo e de cálculo dos indicadores de desempenho associados às métricas utilizadas é apresentado em anexo ¹⁰⁵ ao relatório. Este trabalho tem sido atualizado por parte do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América a cada dois anos, registrando-se a introdução pontual de novas métricas, tal como a revisão das já existentes.

¹⁰⁵ Disponível em

<https://www.energy.gov/sites/default/files/2010%20Smart%20Grid%20System%20Report%20Appendix%20A.pdf>

Em 2010 foi publicado o artigo intitulado «*Measuring the “Smartness” of the Electricity Grid*»¹⁰⁶, da co-autoria do professor Leonardo Meeus (atual diretor da *Florence School of Regulation*), que propõe uma metodologia de avaliação de desempenho das redes inteligentes europeias, com base no trabalho realizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, como acima descrito. A metodologia adota as seis características estabelecidas nesse trabalho, associando-lhes categorias e indicadores mais adaptados ao contexto europeu ainda que, no geral, muito sobreponíveis com os indicadores norte-americanos.

VII. SINGAPURA – ÍNDICE DE REDE INTELIGENTE

Em 2019, o *SP Group*¹⁰⁷ (operador da rede de Singapura) desenvolveu um índice de rede inteligente¹⁰⁸, com base em informação pública, que tem vindo a utilizar para comparar o desempenho de diversos operadores de rede, à escala global.

A metodologia adotada baseia-se nos seguintes princípios: 1) o índice deve ser simples, quantificável e útil para medir as características principais das redes inteligentes, 2) os dados para o cálculo do índice devem basear-se em informação pública e 3) o índice deve incorporar medidas ao nível dos sistemas e dos processos, mas também dos resultados alcançados (para quantificação da sua eficácia).

O índice é calculado a partir de sete dimensões-chave das redes inteligentes, identificadas e detalhadas na Tabela 3-18.

Tabela 3-18 – Dimensões-chave das redes inteligentes consideradas no índice

Dimensão	Detalhe
<i>Monitoring & Control</i>	<i>SCADA is commonly used by utilities for data acquisition, monitoring and control of the entire transmission and distribution network. The SCADA system plays a significant role in power system operations. As the network becomes increasingly complex, a real-time network view and dynamic decision-making capabilities have become crucial for optimizing resources and managing the network, creating the need for DMS. A collection of various applications, the DMS acts as a decision support mechanism assisting the control</i>

¹⁰⁶ Disponível em <https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/285643/1/measuring>

¹⁰⁷ <https://www.spgroup.com.sg/about-us/corporate-profile>

¹⁰⁸ <https://www.spgroup.com.sg/our-services/network/overview/smart-grid-index>

Dimensão	Detalhe
	<p>room and field operating personnel. The DMS can process real-time data and provide vital information at the control centre in an integrated manner. In some utilities, DMS is taken to the next level, commonly known as ADMS, to include automatic fault location, isolation and supply restoration capabilities, and an integrated outage management system in the event of network failure.</p>
Data Analytics	<p>Data analytics is employed to improve operation, maintenance and asset management. AMI is an integrated system of smart meters, communications networks and meter data management systems. These smart devices enable grid operators to monitor status of low voltage networks, which are typically not monitored under SCADA. The implementation of AMI will lead to a huge increase in the volume of data collected. Advanced data analytics is therefore crucial for a smart grid to analyse the data and produce useful results. Utilities can use data analytics to improve their understanding of customer behaviour, consumption patterns, network reinforcement and asset renewal needs.</p>
Supply Reliability	<p>Supply reliability is still a key feature that utilities are expected to deliver under all circumstances. SAIDI and SAIFI are widely accepted reliability indices. Two broad ways to improve supply reliability are prevention and containment.</p>
DER Integration	<p>DER refers to solar PVs, wind turbines and ESS connected to the electrical distribution network. Due to their intermittent nature, the mass installations of solar PV, for example, are typically accompanied with ESS and flexible loads to solve the problem of variability. DERs bring flexibility into the electricity market allowing customers to have more choices and control over their energy consumption. Nonetheless, integration of DERs into the grid remains challenging in a smart grid development. With the rapid growth of DERs, industrial standards and procedures for DER integration should be transparent and made available to all users. Tools, such as capacity hosting map should also be published and updated regularly. In this way, DER integration throughout the network will be facilitated consistently towards a smarter grid. Utilities must be able to manage integration of DERs without jeopardizing network stability. For example, DERMS, together with modern communications sensors, data platforms and artificial intelligence can be employed to effectively manage DERs.</p>
Green Energy	<p>In December 2015, 195 nations signed the Paris Agreement, pledging a long-term global action plan to reduce greenhouse gas emissions and limit the increase in global average temperature. Renewable energy resources are deemed to be the most promising solution to reduce greenhouse gas emission from electricity generation. Electricity generated from both customer-owned and utility-owned renewable energy resources can supplement power generation by conventional power plants. Therefore, the penetration rate of renewable energy is a measure of sustainable development. Electric vehicle is another promising solution to reduce greenhouse gas as the emission is better controlled at the generation plants. Utilities can promote EV utilization by transforming their service fleet to EV, installing charging infrastructures for the public and offering ToU tariff for EV charging. ToU plans for EV charging will encourage customers to charge their vehicles during off-peak hours when the electricity demand is low. This can help to reduce the peak load demand, thus deferring capital investments and reducing carbon footprint.</p>

Dimensão	Detalhe
Security	<p><i>Physical, network and cyber are the three aspects of security that must be managed. Network security is a basic planning criterion. No utility will publish their physical security measures. Therefore, we only include cyber security in our framework. Many organisations, including utilities, around the world have suffered from cyber-attacks. Utilities must exercise extreme caution to deal with cyber threats as more IoT devices are deployed in the network. Security of the grid, particularly the telecommunications, operation and control systems should always be a top priority; stringent cybersecurity measures and management should be adopted to safeguard against malicious attacks. Appropriate cybersecurity measures, including compliance to cyber security standards for both IT and OT systems, are crucial for secure operation of the grid.</i></p>
Customer Empowerment & Satisfaction	<p><i>In today's electricity system, consumers can also be producers. The smart grid provides customers flexible choices to buy from and sell electricity to the grid. AMI enables utilities to provide customers with real-time energy consumption data and pricing information. This would create greater awareness for customers about their energy usage and enable them to manage their consumption and lower energy costs. Regardless of how complex the energy landscape may evolve, customers continue to expect safe, reliable, resilient and affordable electricity. It is good practice to conduct regular customer satisfaction surveys and publish the results to show commitment to satisfying customers' needs.</i></p>

Fonte: «Smart grid index – How smart is your grid?», SP Group, 2018 ¹⁰⁹


¹⁰⁹ <https://www.spgroup.com.sg/dam/spgroup/images/business-units/network/smart-grid-index/-Info--2018-Smart-Grid-Index-Paper.pdf?all=dam&all=spgroup&all=images&all=business-units&all=network&all=smart-grid-index&all=-Info--2018-Smart-Grid-Index-Paper.pdf>

ANEXO II - QUESTIONÁRIO ERSE – CEER

O Conselho Europeu dos Reguladores de Energia (CEER - *Council of European Energy Regulators*) foi criado em 2000 com o objetivo de aprofundar a cooperação entre as entidades reguladoras do setor energético a nível europeu, no sentido de criar um mercado único de energia, competitivo, eficiente e sustentável. O CEER funciona como plataforma de partilha de informação entre os diferentes reguladores europeus, fazendo a interface com a União Europeia e outras instituições de âmbito internacional. São membros efetivos do CEER e observadores, as entidades reguladoras do setor energético de 39 países da Europa.

Em abril de 2023, a ERSE preparou um questionário dirigido às entidades reguladoras do setor energético a nível europeu, disponibilizado na plataforma do CEER, solicitando a partilha de informação sobre o ponto de situação da implementação do artigo 59.º, n.º 1, alínea I), da Diretiva Eletricidade ((UE) 2019/944) que prevê a preparação do relatório nacional baseado em indicadores que monitorizem e avaliem o desempenho dos operadores das redes transporte e distribuição no respeitante às redes inteligentes.

O questionário disponibilizado na plataforma do CEER, endereçado aos reguladores europeus de energia membros desta organização, era constituído por três questões a seguir identificadas:

Questionário	
Identificação da Entidade Reguladora: País:	
	
Questão:	Resposta:
Q1.	Quais foram as atividades desenvolvidas no seu país para implementar o artigo 59.º, n.º 1, alínea I), da Diretiva Eletricidade (UE) 2019/944?
Q2.	Quais foram os indicadores de desempenho definidos no seu país para implementar o artigo referido anteriormente?
Q3.	Se possível, disponibilize sítios na internet para quaisquer documentos públicos, estudos ou decisões que forneçam informações sobre este tema.

Em resultado do questionário preparado pela ERSE, foram recebidas contribuições de entidade reguladoras de 12 países. Os países que responderam ao questionário foram: a Alemanha, a Bélgica, a Croácia, a Eslovénia, a Espanha, a Estónia, a França, a Hungria, os Países Baixos, a Polónia, a Suécia e a Roménia.

A análise das respostas revelou que existem diferenças significativas no estado de implementação do artigo 59.º, n.º 1, alínea I), da Diretiva Eletricidade ((UE) 2019/944), que estabelece às entidades reguladoras a obrigação de monitorizar e avaliar o desempenho dos operadores de redes de transporte e dos operadores de redes de distribuição, com base num conjunto de indicadores de desempenho, e publicar um relatório nacional sobre redes inteligentes de dois em dois anos.

Os dados referentes à Q1 podem ser segmentados da seguinte forma:

Estado de implementação - Q1	País
Atividades já realizadas	Bélgica, Alemanha, França, Eslovénia, Suécia
Atividades não disponíveis ou em curso	Croácia, Espanha, Estónia, Hungria, Países Baixos, Polónia, Roménia

As respostas ao questionário revelam que em alguns países (Espanha, Polónia e Roménia) as atribuições previstas no artigo 59.º, n.º 1, alínea l), da Diretiva Eletricidade (UE) 2019/944 não se aplicam às entidades reguladoras da energia, sendo essa uma responsabilidade concedida ao ministério com a pasta da Energia desses países.

Um conjunto de países referiu que, ou ainda não iniciou o processo de implementação da referida diretiva (Países Baixos), ou ainda se encontra numa fase inicial de definição dos indicadores de desempenho das redes inteligentes (Croácia, Estónia, Hungria).

Os dados referentes à Q2 encontram-se sistematizados na tabela seguinte:

Estado de implementação: Definição de indicadores – Q2	Alemanha	Bélgica	Eslovénia	França	Suécia
Eficiência energética	x	x	x	x	x
Eficiência operacional	x	x	x	x	x
Flexibilidade		x	x	x	x
Gestão de ativos	x	x	x	x	x
Serviços aos utilizadores da rede	x			x	
Cibersegurança	x		x		

No que diz respeito às respostas relativas à questão 2, sistematizadas na tabela supracitada, permitiram agrupar um conjunto de cinco países (Alemanha, Bélgica, Eslovénia, França e Suécia) que possuem indicadores definidos. Os mesmos foram categorizados de forma a evidenciar quais os países que dispunham ou não de indicadores nas categorias identificadas, a saber: eficiência energética, eficiência operacional, flexibilidade, gestão de ativos, serviços aos utilizadores da rede e cibersegurança.

Em síntese, podemos afirmar que todos os países possuem indicadores relativos a eficiência energética, eficiência operacional e gestão de ativos. No que diz respeito à flexibilidade apenas a Eslovénia, França e a Suécia possuem indicadores referentes a esta categoria. Quanto à categoria de serviços aos utilizadores da rede apenas a Alemanha e a França, apresentam indicadores que a monitorizam. Já a categoria de cibersegurança apenas a Alemanha e a Eslovénia definiram indicadores nesta área.

Tendo em conta as respostas recebidas ao questionário dos diversos países, considerou-se relevante referir as experiências do caso de França e da Suécia, dado o estado de maturidade de implementação dos indicadores de desempenho nos referidos países.

Relativamente à experiência da França, importa referir a realização de um *workshop* organizado pela CRE com a presença de cerca de 100 participantes entre operadores de redes, produtores, comercializadores e entre outros *stakeholders* relevantes do setor elétrico. Este *workshop* permitiu recolher opinião dos participantes acerca da proposta de indicadores de desempenho apresentados pela CRE, que se apresentam de seguida ordenados pela classificação percentual de relevância:

- Melhorar a observabilidade e desenvolvimento das redes: 76%
- Facilitar a integração de energia renováveis: 72%
- Suporte ao desenvolvimento de novos serviços: 60%
- Desenvolver a eficiência energética: 55%
- Otimizar a gestão de ativos: 38%.

No que respeito ao indicador relativo à otimização da gestão de ativos, a implementação das redes inteligentes deve também ter como objetivo maximizar todo o potencial da infraestrutura elétrica já existente. A valorização deste indicador comparativamente aos restantes revela a necessidade de promover a literacia energética, de forma a assegurar a proteção dos consumidores que, em última instância, suportam os custos de investimentos nas redes.

No caso da Suécia, o processo de seleção dos indicadores de desempenho das redes inteligentes iniciou em 2019, tendo culminado em 2021 com a publicação do relatório, previsto no artigo 59.º da [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019. Este processo iniciou com a identificação de 240 categorias de indicadores, que após aplicação de critérios de seleção resultou na apresentação de 13 categorias de indicadores.

Do conjunto de indicadores de desempenho apresentados pelo regulador Sueco, cerca de um terço já eram reportados ao regulador no âmbito de obrigações regulamentares em vigor, nomeadamente, os indicadores de continuidade de serviço e utilização da rede.

Assim, as treze categorias de indicadores definidos pela Suécia são identificadas na tabela seguinte:

Pré-requisitos	Utilização da rede	Desempenho da rede
Capacidade total de armazenamento	Automação de transformadores	Qualidade de energia elétrica
Eletrificação dos transportes	Utilização de serviços de flexibilidade	Taxa de utilização de transformadores
Produção local	Utilização de capacidade dinâmica	Fator de carga de transformadores
		Fator de carga médio
		Perdas na rede
		Continuidade de serviço
		Capacidade de receção

Os dados referentes à Q3, sobre a disponibilização de informação online, encontram-se sistematizados na tabela seguinte:

Estado de implementação: informação <i>online</i> – Q3	Alemanha	Bélgica	Eslovénia	França	Suécia
Publicação de relatório sobre redes inteligentes	x			x	x
Links de relatórios					

ANEXO III - PROPOSTAS DOS OPERADORES

I. REN

Para efeitos de monitorização do desenvolvimento das redes inteligentes, a REN propôs indicadores referentes à utilização das infraestruturas, à qualidade de serviço e a falhas nas instalações e equipamentos, nos termos da tabela abaixo.

Indicador	Unidade
Consumo de energia elétrica - Valor agregado da produção líquida injetada na Rede Elétrica de Serviço Público ("RESP"), em Portugal Continental, pelos centros electroprodutores	TWh
Energia transportada na RNT - Somatório da energia produzida nos centros electroprodutores, da energia entrada na rede via interligações e via rede de distribuição	TWh
Perdas no transporte - Diferença entre a energia que entra e a energia que sai da rede, em percentagem	%
Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) - Quociente entre a energia não fornecida num dado período de tempo e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período	min
Número de incidentes - Número total de incidentes registados na rede de transporte ou com impacto nesta	
Taxa Combinada de Disponibilidade - Disponibilidade nos ramos da RNT ponderando as taxas de disponibilidade de linhas e transformadores	%
Defeitos por 100 km de circuito - Medida do número médio de defeitos com origem em linhas aéreas da RNT por 100 km de circuito	defeitos/100 km
Defeito Elétrico é qualquer anomalia no sistema de potência resultante de uma perda de isolamento que requeira a abertura de disjuntores.	
Taxa de Fugas de SF6 - Medida da relação entre a massa de SF6 libertada para a atmosfera e a quantidade total de SF6 em instalações da REN	%
Quantidade total de SF6 instalado é quantidade de SF6 existente em disjuntores, subestações blindadas (GIS) e em stock.	
Taxa de falhas, em linhas, com indisponibilidade imediata - Número de falhas, em linhas, com indisponibilidade imediata por 1.000 km de circuito	falhas/ 1000 km
São consideradas as falhas que provocaram incidentes da rede, com duração superior a 5 minutos, bem como as falhas que não provocando incidente obrigaram a uma indisponibilidade imediata, no período de 24 horas, para inspeção ou reparação.	
Taxa de falhas, em subestações, com indisponibilidade imediata - Número de falhas, em subestações, com indisponibilidade imediata por 1000 painéis	falhas/1000 painéis
São consideradas as falhas que provocaram incidentes da rede, bem como as falhas que não provocando incidente obrigaram a uma indisponibilidade imediata, no período de 24 horas, para inspeção ou reparação. Apenas são consideradas as falhas de duração superior a 5 minutos.	

Indicador	Unidade
Taxa de falhas maiores em disjuntores - Número médio de falhas maiores por disjuntor	falhas/disjuntor
Falha maior de um disjuntor – falha completa de um disjuntor que acarreta a perda de uma ou de várias funções fundamentais e exige normalmente uma intervenção num prazo de 30 minutos.	
Taxa de falhas com indisponibilidade imediata em transformadores - Número médio de falhas com indisponibilidade imediata por transformador de potência	falhas/ transformador
Falha com indisponibilidade imediata de um transformador de potência – falha que obriga à retirada de serviço do transformador num intervalo de tempo inferior a 30 minutos.	

II. E-REDES

Para efeitos de monitorização do desenvolvimento das redes inteligentes, a E-REDES propôs os indicadores apresentados na tabela abaixo.

Dimensão	Indicador	Nível de tensão	Unidade
Monitorização e Controlo em tempo real dos nós da rede	% de subestações, face ao total, com equipamento de monitorização e controlo remotos da infraestrutura de rede	AT/MT e MT/MT	%
	% de subestações, face ao total, com equipamento de monitorização permanente das características da onda de tensão	AT/MT e MT/MT	%
	% de postos de transformação, face ao total, com equipamento de monitorização de informação para a gestão da rede (e.g., alarmes de tensão)		%
	% de postos de transformação com telemedição, face ao total, com equipamento de medição e recolha remota de diagramas de carga		%
	% de postos de transformação de cliente, face ao total, com equipamento para monitorização e controlo remotos da rede (e.g., alarmes)		%
	% de pontos de entrega com telemedição, face ao total, com equipamento que permita medição e recolha remota de leituras e diagramas de carga	AT, MT, BTE e BTN	%
	% de pontos de entrega com capacidade de controlo, face ao total, com equipamento que permita ação remota	AT, MT, BTE e BTN	%
	% de instalações de produção ligadas com monitorização e controlo, face ao total, com equipamento de monitorização e controlo remotos (e.g., alarmes)	AT e MT	%
	% de postos de transformação com telecomando, face ao total, com equipamento para comando remoto da rede		%
	% de postos de transformação de cliente com telecomando, face ao total, cujo posto de seccionamento de interligação com a RND possui equipamento para comando remoto da rede		%
	Rácio entre a extensão total de rede aérea e o número total de pontos de telecomando na rede aérea	MT	km
	Rácio entre a extensão total de rede subterrânea e o número total de pontos de telecomando na rede subterrânea	MT	km

Dimensão	Indicador	Nível de tensão	Unidade
Monitorização e Controlo em tempo real dos nós da rede na gestão de ativos e no planeamento da rede	% de estudos de rede com base em diagramas de carga reais, face ao total de estudos realizados no período		%
	% de postos de transformação com monitorização anual de potências de ponta, face ao total, para efeitos de estudos de rede		%
	% de pedidos de ligação à rede analisados com recurso a informação de monitorização da rede, face ao número total de pedidos de ligação à rede	MT	%
	% de transformadores de potência com índice de saúde baseado em diagramas de carga, face ao total, cujo índice de saúde tenha por base diagramas de carga	AT/MT e MT/MT	%
Prestação de informação aos utilizadores da rede	% de clientes com acesso online aos diagramas de carga na área reservada da E-REDES, face ao total de clientes	AT, MT e BT	%
	% de clientes com acesso online a histórico de leituras na área reservada da E-REDES, face ao total de clientes		%
	% de clientes com acesso online na área reservada da E-REDES ao valor de potência máxima tomada, face ao total de clientes	BTN	%
	% de interações por cliente. Rácio entre o volume total de interações com clientes registado no período e o número total de clientes, para os vários canais	BTN	%
	% de interações com os clientes nos canais digitais e a E-REDES, face ao total de interações no período		%
Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade	Número total de oportunidades de flexibilidade submetidas a mercado ao longo do período		
	% de oportunidades submetidas a mercado que originaram contratos, face ao total do número de oportunidades submetidas a mercado		%
	Número de contratos ativos ao longo do período		
	Número total de mobilizações de capacidade registadas ao longo do período		
	Energia associada às mobilizações de capacidade registadas ao longo do período		kWh

III. EDA

Para efeitos de monitorização do desenvolvimento das redes inteligentes, a EDA propôs os indicadores apresentados na tabela abaixo.

Dimensão	Categoria	Indicador
Monitorização à distância e controlo em tempo real dos nós da rede	Centros produtores	% de instalações de produção não vinculada dotadas de monitorização
		% de instalações de produção não vinculada dotadas de sistema de telecomando
		% de instalações de produção não vinculada com controlo de potência automático
		% da potência instalada em produção não vinculada dotadas de sistema de telecomando

Dimensão	Categoria	Indicador	
	Subestações	% de instalações de produção não vinculada com capacidade de contribuir nos serviços de sistema	
		% subestações com monitorização e controlo à distância	
		% barramentos com monitorização permanente dos valores de tensão	
		% barramentos com monitorização da qualidade da qualidade da energia	
	Postos de transformação de distribuição (públicos)	% transformadores com regulação automática de tensão	
		% postos de transformação com teleação	
		% postos de transformação com telecontagem	
		% postos de transformação com monitorização da qualidade da energia	
		% postos de transformação com sistema de gestão de iluminação pública	
	Postos de corte e seccionamento	% postos de transformação com concentradores (Data Center Control)	
		nº postos de corte e seccionamento com telemedidas	
		nº postos de corte e seccionamento com teleação	
	Interruptores aéreos telecomandados	nº postos de corte e seccionamento com celas dotadas de relés de proteção	
		nº interruptores aéreos telecomandados	
		% interruptores aéreos telecomandados com telemedidas	
	Clientes	% interruptores aéreos telecomandados com detetor de defeito	
		nº interruptores aéreos telecomandados por km de rede MT	
		% clientes com acesso aos diagramas de carga de consumo	
	Contratação e mobilização de serviços de sistema e serviços de flexibilidade	Centros produtores	% clientes BTN com contadores inteligentes
			% de contadores BTN integrados na rede elétrica inteligente
		Sistemas de armazenamento de energia do operador	% de instalações de produção não vinculada com capacidade de armazenamento de energia
Potência instalada de armazenamento (kW/kWh) em instalações de produção não vinculada			
Instalações de consumo	Potência instalada de armazenamento (kW/kWh)		
	Estado de carga médio (SOC)		
Incorporação destes dados na gestão de ativos e no planeamento da rede		nº de clientes com cargas controláveis remotamente pelo operador	
		nº de contratos em vigor	
		% de transformadores de subestações com inversão do sentido da potência	
		% da utilização da potência instalada, por transformador de subestação	
		% de postos de transformação com inversão do sentido da potência	
		% da utilização da potência instalada, por posto de transformação	
% pontos de entrega com telecontagem por nível de tensão			
Rácio entre energia renovável produzida por instalações ligadas na rede de distribuição a jusante de cada subestação, e a energia consumida pelos clientes ligados a essa rede			

IV. EEM

Para efeitos de monitorização do desenvolvimento das redes inteligentes, a EEM propôs os indicadores apresentados na tabela abaixo.

Dimensão	Indicador	Notas
Sistema electroprodutor	% de instalações de produção renovável de PRE, com controlo pelo Despacho	<i>Entende-se como PRE toda a produção de fontes renováveis, não vinculadas (Exclui as da EEM)</i>
	% da potência de produção renovável PRE, com controlo pelo Despacho	
	% da potência de produção renovável PRE controlável, face à ponta máxima do ano	<i>A potência controlável corresponde à potência nominal das instalações que podem receber e executar ajustes de potência pelo Despacho</i>
	% de rejeição anual de energia renovável, por fonte de energia	
	% de energia hídrica armazenada utilizável no ciclo diário, face ao consumo de energia médio diário, no ano	<i>Traduz a energia hídrica garantida para o ciclo diário, em qualquer época do ano, face ao uso condicionado da água, tendo em conta a hierarquia da utilização da água: 1- Abastecimento público; 2-irrigação e 3-produção de eletricidade</i>
	% da potência média anual disponível em baterias, face à potência instalada em FER, de componente não hídrica	<i>Trata-se de um indicador que reflete a capacidade de regulação pelas baterias, face à potência das FER intermitentes</i>
	Autonomia média utilizável das baterias, em minutos, à potência nominal	<i>As baterias são utilizadas, essencialmente, para efeitos de controlo primário e por regra devem operar à volta de um SOC médio de cerca de 50%, permitindo acudir o sistema em caso de défice ou excesso de produção face à carga. Por outro lado, o SOC utilizável é tipicamente entre 5% e 95%. Assim, este indicador permite ter uma ideia do tempo médio das baterias utilizável, a plena carga, ao longo do ano</i>
	Nº de horas anuais sem componente fóssil/ilha	
	Nº horas com défice de capacidade de produção, considerando a potência disponível com o critério N-1 (maior gerador térmico)	<i>Apesar de o critério de planeamento ser de N-1 ou mesmo N-2, poderão existir circunstâncias em que o critério N-1 é violado.</i>
Desvio padrão da frequência	<i>Trata-se de uma indicação que traduz a estabilidade de frequência do sistema elétrico isolado</i>	
Flexibilidade da procura	% do número de instalações com cargas controláveis	<i>Apesar de ainda não existirem instalações de consumo com estas características, esta situação poderá colocar-se de futuro, sendo o carregamento de VE o que se apresenta como mais promissor.</i>
	% da potência controlável, face à potência de ponta	

Dimensão	Indicador	Notas
	% de clientes com tarifa dinâmica	<i>Antecipa a necessidade de existência de incentivos à gestão da procura, quer decorrente de restrições de rede quer de abundância de eletricidade de origem renovável</i>
	% de instalações de armazenamento ou produção/armazenamento, associadas ao consumo, em BTN, BTE e MT	
	% da potência de armazenamento autónomo instalada, face à potência de ponta	
	% da capacidade nominal da energia de armazenamento autónomo, face ao consumo médio horário do ano	
Gestão da rede	% de PTs/PS com telecomando/monitorização	
	% de troços MT com telecomando	<i>Distingue-se do número de PTs, pelo facto de cada PT poder ter várias ramificações em MT</i>
	% de nós da rede BT com monitorização contínua	
	% resultante da potência renovável ligada na subestação versus o somatório da potência contratada de clientes a ela ligados	
	% resultante da energia renovável distribuída produzida ligada à subestação, versus a energia transitada na mesma	
	% do número de transformadores AT/MT e MT/MT com inversão do sentido da potência	
	% do número de transformadores MT/BT com inversão do sentido da potência	
	% de perdas na rede, por nível de tensão	
	% de incidentes na rede, devido a sobrecargas	
	% de incidentes na rede, devido a flutuações de tensão	
	% do número de pontos de iluminação integrados em sistemas de telegestão	
	% traduzida no rácio entre a potência instalada por PT versus a potência contratada de instalações de consumo a ele ligados	
	% resultante da potência renovável ligada no PT versus a potência instalada do PT	
	% da utilização da potência instalada, por PT	
	Fator de simultaneidade da potência de ponta por PT, face ao somatório das potências contratadas ligadas	

Dimensão	Indicador	Notas
Contadores inteligentes	% de contadores BTN integrados na rede elétrica inteligente	
	taxa de sucesso da comunicação com os contadores inteligentes	
	% de diagramas de carga obtidos dos contadores inteligentes BTN, BTE, MT e AT	
	% de instalações monitorizadas com eventos de tensão com valores abaixo de 0,9 Un, num período superior a 1 hora	
	% de instalações monitorizadas com eventos de tensão com valores acima de 1,1 Un, num período superior a 1 hora	
	Desvio (%) da energia faturada com base em contadores inteligentes, por PT, face à energia veiculada através do mesmo	

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

