



ERSE – Consulta Pública
n.º 120

Proposta de indicadores de desempenho
das redes inteligentes de energia elétrica

Índice

1.	Enquadramento	4
2.	Comentários gerais	5
2.1.	O novo paradigma do setor elétrico e a importância das redes.....	5
2.2.	Harmonização de conceitos	6
2.3.	Unidades dos indicadores	7
3.	Comentários específicos.....	7
3.1.	Tabela 1 – Planeamento da Rede	7
3.1.1.	“A1. - Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais”.....	7
3.1.2.	“A3. - Disponibilização de capacidade com restrições”	7
3.1.3.	“A4. - Atribuição de capacidade com restrições”	8
3.2.	Tabela 2 – Observabilidade e controlabilidade.....	8
3.3.	Tabela 3 – Gestão de ativos e perdas nas redes.....	9
3.3.1.	“C1. Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata”	9
3.3.2.	“C2. Defeitos por extensão de rede”	10
3.3.3.	“C3. Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos”	10
3.3.4.	“C5. Taxa de perdas nas redes de distribuição”	10
3.3.5.	“C6. Energia identificada por consumo indevido”	10
3.4.	Tabela 5 – Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade	11
3.4.1.	“E3. Energia mobilizada em resolução de restrições técnicas”.....	11
3.4.2.	“E4. Encargos com a regulação do sistema”	11
3.4.3.	Indicadores de E5 a E8.....	12
3.5.	Tabela 6 – Coordenação ORT/ORD.....	12
3.5.1.	Indicadores de F2 e F3.....	13

3.6.	Tabela 7 – Novos atores do sistema elétrico	13
3.6.1.	“G1. Número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica” 13	
3.6.2.	“G2. Fator de simultaneidade entre a carga local e os consumos dos PCVE”	13
3.6.3.	“G3. Potência ativa instalada de produção renovável”	13
3.6.4.	“G4. Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador”	13
3.6.5.	“G6. Capacidade instalada em armazenamento”	14
3.7.	Tabela 8 – Prestação de informação aos utilizadores da rede	14
3.7.1.	“H1. Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção”	14
3.8.	Tabela 10 – Indicadores económicos	14
3.8.1.	“J1. Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes”	14
3.8.2.	“J4. Custo unitário de leitura de contadores no local”	14
3.8.3.	“J5. Custo unitário de outras operações locais”	14

1. Enquadramento

A Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que estabelece normas comuns para o mercado interno da eletricidade, obriga que as entidades reguladoras acompanhem e analisem o desempenho dos operadores de redes de transporte e distribuição na criação de uma rede inteligente que fomente a eficiência energética e a incorporação de energia de fontes renováveis, com base em alguns indicadores, e divulguem um relatório nacional, bianual, com recomendações.

Além disso, as entidades reguladoras devem assegurar que os operadores das redes de distribuição e os operadores das redes de transporte adotam as medidas necessárias para tornar a sua rede mais resistente e flexível. Para isso, devem avaliar 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, a suprarreferida diretiva foi transposta para o ordenamento jurídico nacional, através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), tendo sido posteriormente regulamentada pelo Regulamento de Operação das Redes (ROR)¹.

Em concreto, o ROR vem regulamentar o registo e a recolha da informação necessária à elaboração do relatório bianual de monitorização do funcionamento das redes de transporte e distribuição, determinando que:

- 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]; e
- 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].

¹ Regulamento n.º 816/2023, de 27 de julho

De acordo com a disposição regulamentar estabelecida no ROR, os operadores de redes de transporte e de distribuição de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, apresentaram à ERSE propostas de indicadores de desempenho, a qual submete agora a consulta pública o resultado da sua análise.

A EDP agradece antes de mais a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva no âmbito desta consulta pública. A EDP manifesta, desde já, total disponibilidade para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários gerais

Como comentário prévio, a EDP entende que a proposta agora apresentada é positiva, face ao papel fundamental e crítico que as redes elétricas desempenham na transição energética e na eletrificação da economia.

2.1. O novo paradigma do setor elétrico e a importância das redes

A Comissão Europeia estima que seja necessário investir 584 mil milhões de euros nas redes elétricas nesta década, o qual representa uma parte significativa do investimento global necessário à transição para energias limpas no setor da eletricidade. Assim, dado o volume considerável de novos investimentos a realizar num curto espaço de tempo, importa garantir que os operadores disponham das condições necessárias para fazer face aos novos desafios, em tempo útil.

A este respeito, a EDP não pode deixar de referir que, desde há alguns anos a esta parte, tem vindo a alertar para a necessidade de investimento na rede, nomeadamente aquando da apresentação dos planos de desenvolvimento e investimento das redes.

O desenvolvimento das redes inteligentes permitirá otimizar os processos de planeamento, de operação e de gestão de ativos, com especial relevo para as redes de distribuição, as quais *“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, e adquirirão novas funções, tornando-se facilitadoras de uma série de novas soluções exigidas pelo sistema”*.

O planeamento de médio e de longo prazo irá beneficiar de um maior conhecimento, tanto do estado e desempenho da rede (e.g., condição dos ativos, regimes de exploração), como das necessidades futuras que podem ser satisfeitas através de investimento e/ou de recurso a serviços de flexibilidade. Esta situação, levará a que este tipo de planeamento de redes deixe de ter por base cenários de pior caso, onde são consideradas as pontas com fatores de simultaneidade, para um cenário onde são consideradas múltiplas variáveis, aumentando a exigência e a adaptação das ferramentas computacionais utilizadas para este fim.

No que diz respeito ao planeamento operacional de curto prazo, que se traduz na operação das redes, a informação em tempo real irá beneficiar o processo de otimização da exploração das redes, que terá maior complexidade em resultado da

descentralização da geração renovável e de uma procura cada vez mais flexível. Assim, com um maior nível de monitorização e controlabilidade da rede, espera-se uma melhoria do desempenho técnico das redes com reduções de custos de operação associadas (e.g., perdas), face a uma situação em que se mantenha o nível de recursos de observabilidade e controlabilidade num novo contexto do setor elétrico.

A gestão dos ativos de rede também será beneficiada com uma maior digitalização das redes, pois o aumento da informação sobre o estado dos ativos em tempo real permitirá a realização de uma manutenção preditiva mais eficaz.

Neste contexto, a EDP entende que o processo de digitalização das redes possibilitará suportar de forma mais eficiente a análise de custo-benefício dos investimentos e melhorar a operação e a gestão de ativos. No entanto, este processo terá de ser acompanhado pela adequação das ferramentas atuais, utilizadas para a realização destas atividades dos operadores de rede, havendo necessidade de investimento e de tempos adequados de implementação, tanto mais porque a proposta em discussão obriga ao reporte de um conjunto de novos indicadores à ERSE.

A este respeito, **entendemos que o disposto no n.º4 do artigo 2.º da proposta de articulado, não contempla os tempos de adequação dos operadores de rede às novas exigências de reporte, sugerindo-se que o primeiro reporte diga respeito ao ano de 2024, com prazo de entrega até 15 de Maio de 2025.**

Não obstante, a EDP defende que **o desenvolvimento das redes inteligentes, não deve colocar em causa os investimentos na rede já identificados ou que se venham a manifestar necessários realizar para garantir a fiabilidade da rede e a segurança de fornecimento de energia elétrica.**

2.2. Harmonização de conceitos

A presente proposta dispõe sobre vários conceitos, nomeadamente serviços de sistema, serviços de flexibilidade e gestão de congestionamentos. No entanto, entendemos a **necessidade de clarificação de conceitos sugerindo que os mesmos sejam harmonizados com a legislação e regulamentação europeia, evitando a sua confundibilidade.**

Quando os serviços de flexibilidade são referidos, significa a possibilidade de ajustar o consumo elétrico ou a produção elétrica de uma instalação ou processo. Isto pode ser em resposta a um sinal de preço, à frequência da rede ou a um sinal de ativação do operador da rede.

Por esta razão, ao exemplo do comentário realizado à revisão do Regulamento de Operação das Redes (ROR) no âmbito da Consulta Pública n.º 113, a EDP verifica que a ERSE concretiza em regulamentação o seu entendimento relativamente à distinção entre Serviços de Sistema e outros Serviços de Flexibilidade, associando os primeiros à esfera de atuação do Operador da Rede de Transporte (ORT), onde se incluem o balanço, os serviços de sistema não associados à frequência (de carácter local) e a resolução de congestionamentos ao nível da Rede Nacional de Transporte (RNT), e os segundos à esfera de atuação do Operador da Rede de Distribuição (ORD), onde se

incluem apenas serviços de sistema não associados à frequência (de carácter local) e a resolução de congestionamentos ao nível da rede de distribuição.

A este respeito, a EDP salienta que **os Serviços de Flexibilidade é um conceito mais abrangente do que o conceito de Serviços de Sistema, já que os primeiros enquadram por exemplo os serviços de sistema e os serviços de gestão de congestionamento.** A ENTSO-E refere em resposta à consulta pública² da CEER, que **qualquer provedor de flexibilidade deve ser capaz de vender os seus serviços onde for mais lucrativo (e.g., serviços de balanço, serviços de sistema, valorização no mercado de energia, gestão de congestionamentos, ...)** enquanto garante a segurança do sistema.

Sobre este preceito, entendemos que a distinção deveria ser apenas entre serviços de sistema (uns mais nacionais como o balanço e outros mais locais) e gestão de congestionamento, independentemente dos serviços de sistema locais e da gestão de congestionamento ser do âmbito do ORT ou do ORD.

2.3. Unidades dos indicadores

A ERSE propõe que vários dos indicadores de desempenho sejam indicadores em valores absolutos (e.g., volume de energia, encargos em k€, nº de ativos). A este respeito, a EDP entende que pouco se adequam à avaliação de performance, na qual a evolução do indicador deve ser realizada em termos relativos, e que na grande maioria dos casos acabam por dar incentivos perversos. Desta forma, defendemos que a ERSE deveria fazer um esforço para a criação de indicadores ponderados.

3. Comentários específicos

3.1. Tabela 1 – Planeamento da Rede

3.1.1. “A1. - Estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais”

Este indicador estabelece a proporção de estudos de rede efetuados com base em diagramas de carga reais, face ao total de estudos realizados.

A este respeito, importa clarificar se a contabilização dos estudos de rede se verifica para qualquer tipo de estudo efetuado, ou apenas os estudos que envolvam tomadas de decisão em investimento ou contratação de serviços de flexibilidade, entendendo-se que deverá ser a última situação a pretendida.

3.1.2. “A3. - Disponibilização de capacidade com restrições”

O indicador da disponibilização de capacidade com restrições é dado pela 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

² CEER Public Consultation Guidelines of Good Practice for Flexibility Use at Distribution Level (https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/170517_ENTSOE_response_to_CEER_consultation_VF.pdf)

capacidade já atribuída e não ligada, por subestação, por nível de tensão (MAT, AT e MT), no início do trimestre.

Desde já, a EDP entende que este indicador só deverá ser reportado a partir do momento em que seja implementado o processo relativo aos acordos de ligação de instalações de produção ou armazenamento com restrições.

Adicionalmente, não é claro o objetivo deste indicador nem o tipo de informação que o constitui, nomeadamente o que se entende por:

- “capacidade com restrições disponibilizada” – este termo representa o valor agregado de toda capacidade com restrições disponibilizada pelo operador de rede verificado em cada final de trimestre?
- “valor da capacidade já atribuída e não ligada” - este termo refere-se a toda a capacidade atribuída ou somente à capacidade atribuída com restrições? A capacidade atribuída refere-se apenas à capacidade de injeção?

Por outro lado, os dois termos referem-se a dois momentos distintos do mesmo trimestre, sendo que entre o início e o final de cada trimestre o valor da capacidade já atribuída e não ligada pode ser alterado.

Neste âmbito, a EDP entende que este indicador poderia refletir apenas, no final de cada trimestre, a percentagem da capacidade com restrições disponibilizada que tivesse sido atribuída, independentemente de se encontrar ligada ou não ligada, traduzindo o interesse dos agentes neste tipo de produto.

3.1.3. “A4. - Atribuição de capacidade com restrições”

Este indicador traduz a 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).

A EDP entende que deve ser clarificado que a capacidade atribuída no mesmo período, se refere a toda a capacidade (com e sem restrições) atribuída para injeção nas redes.

Importa salientar que a análise realizada a este indicador deve ter em conta que a capacidade com restrições atribuída depende, não apenas do operador de rede, mas também da contraparte ter ou não interesse na atribuição de capacidade com restrições.

Ao exemplo do comentário sobre o indicador A3, a EDP entende que este indicador só deverá ser reportado a partir do momento em que seja implementado o processo relativo aos acordos de ligação de instalações de produção ou armazenamento com restrições.

3.2. Tabela 2 – Observabilidade e controlabilidade

A EDP verifica que para os indicadores de observabilidade, a ERSE considera a “observabilidade em tempo quase real” tanto para efeitos dos indicadores com “observabilidade em tempo real”, nomeadamente B1 e B3, como para os indicadores

com “observabilidade não em tempo real”, B2 e B4, entendendo que deve ser clarificada esta situação.

3.3. Tabela 3 – Gestão de ativos e perdas nas redes

3.3.1. “C1. Taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata”

A proposta estabelece que a taxa de falhas, em transformadores, com indisponibilidade imediata é dada pela “*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*”.

Considerando-se a referência à “proporção de falhas que obrigaram à retirada de serviço do transformador”, entende-se que o indicador pretende sinalizar a percentagem de falhas ocorridas nos transformadores, que levaram à sua retirada de serviço. Neste sentido, entendemos que o descritivo deveria indicar a “proporção de falhas que obrigaram à retirada de serviço do transformador, face ao total de falhas em transformadores, em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT”.

No caso de o indicador pretender indicar quantos foram os transformadores, que em média, foram retirados de serviço devido a falha, então o descritivo deveria ser dado pela “proporção de transformadores que, face ao total de transformadores, foram obrigados à retirada de serviço devido a falha, em função do nível de tensão do enrolamento secundário – MAT, AT, MT ou BT”.

Por outro lado, também se poderia considerar o número médio de falhas por transformador que levam à sua retirada de serviço e em que a unidade seria dada por [#falhas/TP].

Em qualquer situação, a proposta deve determinar que as falhas a considerar são apenas aquelas com origem interna e não por motivos externos como por exemplo casos de força maior ou de eventos climáticos extremos.

Não obstante, a EDP entende que este indicador parece estar desenquadrado. A razão pela qual ocorrem este tipo de falhas tem a ver com efeitos que não têm necessariamente uma relação direta com o bom desempenho enquanto rede inteligente.

A título de exemplo, considere-se o parque de transformadores de subestação com uma percentagem elevada de transformadores com mais de 40 anos. Estes transformadores poderão vir a sofrer um maior número de falhas, fazendo aumentar o indicador. Nesta situação, o indicador é influenciado pelo nível de investimento nestes equipamentos, o qual é muitas vezes condicionado pelos planos de desenvolvimento e investimento das redes aprovados.

Neste âmbito, consideramos que para os efeitos pretendidos, faria mais sentido avaliar o rácio entre as ações de manutenção preditiva e as ações de manutenção corretiva, tendo em consideração que as ações de manutenção preditiva permitiriam evitar a interrupção de fornecimento. Ainda assim, entendemos que este indicador também não parece ser um indicador linear que reflita desempenho de uma rede inteligente.

3.3.2. “C2. Defeitos por extensão de rede”

Segundo a proposta, este indicador é determinado pela “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”.

Considera-se que a unidade do indicador de defeitos por extensão de rede deve ser dada por [#falhas/100km], e não em percentagem como é proposto.

A EDP entende que, tal como no indicador C1 acima descrito, este indicador parece estar desenquadrado, não refletindo o desempenho enquanto rede inteligente, reproduzindo o mesmo comentário anterior.

3.3.3. “C3. Representatividade do comprimento das linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos”

Como primeiro comentário, importa referir que a ERSE indica no documento justificativo da presente consulta, que 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.

Desta forma, salientamos que o indicador será condicionado pela análise de custo-benefício e pelos critérios de seleção das linhas supra referidos, razão pela qual esta situação deverá ser tida em conta pela ERSE na elaboração do relatório bianual de monitorização do funcionamento das redes.

Por outro lado, a EDP entende que o articulado deve estabelecer os parâmetros dinâmicos considerados para a exploração das linhas aéreas ou fazer referência à norma, onde os mesmos se encontrem definidos.

3.3.4. “C5. Taxa de perdas nas redes de distribuição”

Relativamente ao indicador da taxa de perdas, a EDP considera que este indicador não representa um indicador de desempenho de uma rede inteligente *tout court*, já que depende de outros fatores como seja a ligação de novo consumo ou injeção e a sua localização, e até de fluxos inversos.

A futuro, a EDP considera importante a existência de um *benchmark* para compreender o impacto da prestação de serviços de flexibilidade (nomeadamente por dispositivos de armazenamento e *demand-side response*) nas taxas de perda, findo o qual deverá ser analisada a viabilidade de se estabelecer um indicador neste âmbito.

Quanto à lista de operadores sobre os quais incide este indicador, verificamos que o ORND se encontra em falta.

3.3.5. “C6. Energia identificada por consumo indevido”

A EDP considera que a energia identificada por consumo indevido não representa necessariamente um indicador se não for avaliada em contexto. Por um lado, a apropriação indevida de energia depende muitas vezes do contexto económico e por outro lado, a implementação de mecanismos para redução destas situações (por via

também de redes inteligentes), terá o efeito de desincentivar estas práticas em si mesmas.

A este respeito, entendemos que o que poderia ser considerado é a percentagem de energia associada a consumo indevido detetada com base na informação de redes inteligentes.

Por último, verifica-se que se encontra em falta o ORND na lista de operadores deste indicador.

3.4. Tabela 5 – Contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade

3.4.1. “E3. Energia mobilizada em resolução de restrições técnicas”

A ERSE propõe que o indicador para a energia mobilizada em resolução de restrições técnicas seja dado pelo total de energia mobilizada (a subir e a descer) em resolução de restrições técnicas. No entanto, a EDP questiona a pertinência deste indicador em valor absoluto de energia (MWh), já que no limite o valor observado pode apenas estar relacionado com o facto de a rede não ter tido essa necessidade.

3.4.2. “E4. Encargos com a regulação do sistema”

A ERSE propõe que este indicador seja determinado pelo total de encargos com a regulação do sistema, não incluindo os custos e receitas para compensação de desvios, imputados aos agentes em desvio.

A EDP entende que este indicador não deveria ser apresentado como valor absoluto em k€, já que pode apenas depender de efeitos externos ou da conjugação de fatores de consumo/injeção em determinado momento, não refletindo o desempenho da rede inteligente. Quando muito, os encargos com a regulação do sistema poderiam ser comparados com o custo de outras alternativas, em termos relativos e não apenas em k€. Não obstante, consideramos que esta comparação é complexa de fazer, pelo que sugerimos eliminar o indicador.

Adicionalmente, o indicador exclui os custos e receitas dos desvios imputados aos *Balance Responsible Party* (BRP), incluindo, portanto, só os custos das bandas que vão para o sistema. O valor do indicador depende de elementos externos à gestão da rede (níveis dos preços nos mercados spot, fundamentos de mercado, etc) e não inclui serviços, atualmente, não remunerados como produtos standards de capacidade FCR ou mFRR, deixando de ter algum significado relevante. Além disso, parece dar um incentivo errado ao operador de sistema para subdimensionar as necessidades de reserva a contratar, uma vez que poderá eventualmente ativar *free bids* nas plataformas europeias, pondo em causa a segurança do sistema.

3.4.3. Indicadores³ de E5 a E8

No que concerne aos indicadores propostos pela ERSE relativos a serviços de flexibilidade, nomeadamente ao número de prestadores ativos, energia mobilizada, encargos associados à sua contratação e requisitos de participação, a EDP entende que os mesmos sirvam para promover o *procurement* de flexibilidade. No entanto, esta análise deve ser cuidadosa, porque a escolha de *procurement* de flexibilidade em alternativa a outras opções deve ser o resultado de uma análise custo-benefício, onde se escolhe a opção mais custo-eficiente.

Também faz-se notar que o indicador E8, a manter-se, deveria ser dividido em 2 indicadores, um para serviços de sistema e um para “serviços de flexibilidade” (i.e., gestão de congestionamentos, já que serviços de flexibilidade é um conceito que também abrange serviços de sistema). Neste sentido, importa referir que para o indicador de serviços de sistema, o indicador deveria estar baseado num exercício de *benchmark* com as melhores práticas europeias, incentivando o operador de sistema a apresentar proposta de evolução do contexto regulatório no sentido de assegurar a não-discriminação de tecnologias na prestação de serviços.

Assim, a EDP defende que a ERSE deve ter a máxima atenção na definição dos requisitos (e.g., de observabilidade e controlabilidade), para que os mesmos não funcionem como barreiras à prestação de serviços por diferentes atores, nomeadamente pelo lado do consumo.

3.5. Tabela 6 – Coordenação ORT/ORD

A ERSE refere no documento justificativo desta consulta pública que, 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.

A este respeito, a EDP considera que a implementação de uma plataforma comum para troca de informação seria benéfica para os operadores e facilitaria a monitorização dos indicadores propostos, sugerindo que a regulamentação acautelasse a sua concretização.

Por outro lado, para que os ORD e ORT possam agir de forma coordenada para adquirir serviços de rede da forma mais fiável e eficiente, já existem alguns modelos estudados em projetos europeus, nomeadamente “FP7 evolvDSO” e “CoordiNet”.

³ E5. N.º de FSP ativos nos mercados de serviços de flexibilidade; E6. Energia mobilizada em serviços de flexibilidade; E7. Encargos com a contratação de serviços de flexibilidade aos FSP; e E8. Requisitos de participação nos serviços de sistema e de flexibilidade escalonados em função do tipo da instalação participante

3.5.1. Indicadores⁴ de F2 e F3

A EDP entende que estes indicadores devem fazer referência aos serviços de sistema e à gestão de congestionamentos.

Assim, no caso do indicador F2, a gestão de congestionamentos deve ser incluída, e no indicador F3, os serviços de flexibilidade devem ser substituídos por gestão de congestionamentos.

3.6. Tabela 7 – Novos atores do sistema elétrico

3.6.1. “G1. Número de pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica”

Este indicador é dado pelo 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.

A EDP defende que este indicador deveria ser avaliado em termos relativos, i.e., em comparação com os pedidos de ligação para estes pontos de carregamento. Entendemos que apenas olhar para o número de pontos de carregamento dependerá muito dos pedidos em causa e não reflete o desempenho da rede inteligente.

3.6.2. “G2. Fator de simultaneidade entre a carga local e os consumos dos PCVE”

A EDP alerta para que, uma vez que o regulamento para a mobilidade elétrica permita o carregamento inteligente de veículos elétricos, minimizando o seu impacto no funcionamento do sistema elétrico, o indicador G2 poderá ser repensado em função do impacto da simultaneidade de carregamentos no sistema.

3.6.3. “G3. Potência ativa instalada de produção renovável”

Tal como comentado no indicador anterior (G1), entendemos que este indicador deveria ser avaliado em termos relativos, i.e., em comparação com os valores de potência solicitados para ligação.

3.6.4. “G4. Rejeição de energia renovável devido a restrições emitidas pelo operador”

Este indicador é obtido através do 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

⁴ F2. Registo de flexibilidade e/ou de habilitação para os serviços de sistema das instalações; F3. Coordenação entre ORD e ORT para a definição de requisitos os serviços de sistema ou de flexibilidade

A este respeito, a EDP defende que o indicador carece de uma melhor caracterização, devendo ser diferenciado entre restrições técnicas do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) ou em tempo real (i.e., ainda na parte em que se faz a correspondência com as ofertas em mercado ou à posteriori), e entre casos com acordos de ligação com restrições ou acordos de ligação firmes.

3.6.5. “G6. Capacidade instalada em armazenamento”

A ERSE estabelece que a capacidade instalada em armazenamento é toda a capacidade instalada em armazenamento, em instalações autónomas ou behind-the-meter, desagregada em armazenamento em albufeiras e outras formas de energia.

Sobre este indicador, a EDP questiona porque é que a capacidade instalada em armazenamento (autónoma ou behind-the-meter) é em si um indicador de desempenho de uma rede inteligente, pois não se revela claro o objetivo neste âmbito.

3.7. Tabela 8 – Prestação de informação aos utilizadores da rede

3.7.1. “H1. Acesso online aos dados individuais de consumo ou de injeção”

Alerta-se que o campo dos operadores, relativo ao indicador H1, tem em falta os seguintes operadores: ORNT, ORND e ORD BT.

3.8. Tabela 10 – Indicadores económicos

3.8.1. “J1. Coeficiente de vida útil contabilística dos contadores inteligentes”

A proposta de articulado estabelece que este indicador seja apresentado como o quociente entre a amortização acumulada e o imobilizado bruto em contadores inteligentes.

A EDP entende que a proposta não clarifica porque é que a percentagem de amortização acumulada de contadores inteligentes, face ao valor de imobilizado bruto destes equipamentos reflete o desempenho de uma rede inteligente, já que depende essencialmente do momento em que iniciou o roll out.

3.8.2. “J4. Custo unitário de leitura de contadores no local”

A ERSE propõe que o indicador do custo unitário de leitura de contadores no local seja obtido pelo quociente entre custo total de leituras locais dos contadores (por oposição a leituras remotas) e o número de leituras locais.

A EDP entende que não deveria ser apenas o quociente entre o custo total de leituras locais dos contadores e o número de leituras locais, mas sim o diferencial do custo total de leituras locais vs. remotas, no total de leituras locais. Ainda que possa ser esta a intenção da ERSE, não resulta claro da descrição apresentada na proposta.

3.8.3. “J5. Custo unitário de outras operações locais”

Por favor, considere-se o comentário realizado ao indicador J4 acima, com as devidas adaptações.