

CONSULTA PÚBLICA 122

RELATÓRIO

Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS.....	3
2.1	Comentários gerais.....	3
2.2	Comentários específicos.....	5
2.2.1	Âmbito de aplicação	5
2.2.2	Duração dos acordos de acesso com restrições	8
2.2.3	Ativação das restrições	11
2.2.4	Obrigações dos titulares das instalações e dos operadores das redes	16
2.2.5	Incumprimento de limitação de potência.....	19
2.2.6	Faturação e pagamento.....	20
3	PERSPETIVA FUTURA DO ACESSO À REDE – FIRME E FLEXÍVEL	23
3.1	Flexibilidade no acesso	23
3.2	Casos práticos.....	25

1 ENQUADRAMENTO

O Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), aprovado pelo Regulamento n.º 818/2023, de 27 de julho, estabelece as condições para a implementação das regras e condições para o acesso com restrições, preconizado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece o regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e determina a sua organização.

O artigo 8.º do RARI prevê a figura do Acordo de Acesso com Restrições (Acordo), que, no essencial, estabelece os princípios gerais aplicáveis a esta modalidade de acesso às redes para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo. Por sua vez, o artigo 10.º do RARI define o objeto das Condições Gerais e das Condições Particulares do Acordo, estabelecendo que, no caso das Condições Gerais, cabe à ERSE a respetiva aprovação, após consulta pública, e com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes.

Em cumprimento das citadas disposições, a E-REDES, na qualidade de operador da rede de distribuição em AT e MT, e de redes de distribuição em BT, no território de Portugal Continental, e a REN, na qualidade de operador da rede de transporte em Portugal Continental, apresentaram à ERSE as suas propostas de Condições Gerais.

Com base nessas propostas, a ERSE elaborou um projeto de Condições Gerais dos Acordos de Acesso com Restrições para as instalações de produção ou de armazenamento autónomo e, juntamente com o respetivo documento justificativo, lançou a Consulta Pública n.º 122, que decorreu entre os dias 26 de junho e 6 de setembro de 2024.

Foi recebido Parecer do Conselho Consultivo da ERSE e, para além dos comentários dos operadores das redes (REN, E-REDES e EDA) foram ainda recebidos contributos das seguintes entidades:

- APREN;
- Engie;
- Start Campus;
- Greenvolt;
- ENGIPROT;
- StorSystems;
- EDP, S.A.;
- Enline;
- SU Eletricidade;
- ELECPOR;
- Fortia Energia;
- Triple Watt.
- Elergone;
- GALP;
- Endesa;
- RP Global;

Foram ainda apresentados comentários por três entidades, que, por força da confidencialidade requerida, não são identificados.

Os contributos recebidos e não assinalados como confidenciais são publicados pela ERSE na sua página de internet.

Estes contributos foram ponderados na decisão final da ERSE, que se apresenta de forma justificada neste Relatório. Para além do enquadramento, o relatório tem uma secção dedicada aos comentários gerais recebidos e uma outra aos comentários específicos. Por fim, no capítulo 3 apresenta-se uma reflexão sobre a perspetiva futura do modelo de acesso às redes.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

2.1 COMENTÁRIOS GERAIS

Na sua generalidade, a proposta apresentada foi bem recebida pelos agentes que participaram na consulta pública, uma vez que todos concordam com a relevância deste tipo de acesso à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), considerando que esta ferramenta é essencial para possibilitar a ligação de nova produção, essencialmente de origem renovável, que, por sua vez, é imprescindível para alcançar a descarbonização da economia e da sociedade.

Contudo, foi destacada por grande parte dos comentários recebidos a necessidade de garantir os direitos associados à potência de ligação a centros electroprodutores com capacidade firme já atribuída, entendendo-se assim que os novos acessos à RESP com restrições não devem colocar em causa as ligações à rede previamente atribuídas. É ainda entendimento da maioria que os Títulos de Reserva de Capacidade de injeção na RESP (TRC) dos centros electroprodutores, aos quais tenha sido atribuída capacidade firme, devem ser respeitados, e que a concessão de novos pontos de ligação com capacidade de injeção com restrições não pode, de modo algum, resultar num aumento de riscos operacionais ou jurídicos para os detentores desses TRC.

Da mesma forma, foi também referido pelo Conselho Consultivo da ERSE (CC), APREN, Engie, EDP e duas entidades que solicitaram confidencialidade, que a celebração de novos acordos de ligação com restrições não deve comprometer a possibilidade de hibridização, de recurso ao sobre-equipamento ou de aumento da potência de ligação em 20% através do conceito de reequipamento, conforme previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

Por outro lado, foi largamente referida a importância de garantir que este instrumento e modalidade de acesso à RESP não condicione os reforços de rede, uma vez que esta nova figura não deve desincentivar ou adiar os investimentos de rede quando em causa estão necessidades estruturais da mesma, devendo dar-se sempre primazia à ligação com capacidade firme. Este facto foi sublinhado pela APREN, GALP e Endesa, que lembraram que esse princípio se encontra consagrado na nova Diretiva UE 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024.

Adicionalmente, diversos agentes destacaram a importância de definir a duração temporal do acesso com restrições, sendo que, para a maioria das entidades, este modelo de acesso deve ser temporário, e ter

caráter provisório até à conclusão dos desenvolvimentos de rede, permitindo que a totalidade da capacidade associada aos pedidos de acesso, possa ser concedida como firme. Esta ideia, que já tinha sido amplamente discutida aquando da revisão do RARI, ganha agora força com publicação da Diretiva UE 2024/1711, que parece apontar o caminho defendido por grande parte dos *stakeholders* (no ponto 2.2.2 este tema é mais desenvolvido).

Os contributos recebidos nesta consulta pública invocam a importância de garantir aos titulares das instalações informação sobre as limitações de capacidade e a probabilidade das ocorrências das mesmas, permitindo-lhes tomar as corretas decisões sobre os seus investimentos. No que se refere a ativos de produção ou armazenamento autónomo, para a tomada de tais decisões, nomeadamente relativas ao seu dimensionamento, é crítica a possibilidade de se conhecer o perfil de produção estimado com as restrições expectáveis ao nível da injeção na rede.

A este respeito, uma entidade que solicitou confidencialidade considera essencial e urgente a publicação atualizada da capacidade disponível existente de injeção e de consumo (nos pontos de rede, tanto da rede de distribuição como da rede de transporte), assim como das áreas preferenciais para o desenvolvimento de projetos de armazenamento, permitindo aos promotores a preparação atempada da sua implementação e dos processos de controlo prévio necessários.

A mesma entidade referiu a necessidade de serem tornadas públicas as restrições (gerais e particulares) aplicáveis a cada um dos pontos de rede preferenciais, de forma a que os promotores possam desenvolver os seus estudos preliminares e verificações de viabilidade técnica/económica antes mesmo de procederem a pedidos de capacidade com restrições. Considera esta empresa, que esta publicação contribuirá para evitar pedidos de capacidade de ligação cuja implementação dos ativos não se venha a consubstanciar pelo conhecimento a posteriori de restrições de injeção/consumo que inviabilizem o racional económico do investimento.

Por fim, os comentários recebidos demonstraram que subsistem ainda várias questões em aberto sobre a aplicação plena desta modalidade de acesso com restrições. Com efeito, após o Decreto-Lei n.º 15/2022 introduzir este modelo de acesso no SEN, o RARI complementou esse quadro legal definindo as regras e as condições para permitir o acesso com restrições. Mais recentemente, a Diretiva UE 2024/1711, determinou que, em zonas em que a capacidade das redes seja limitada ou mesmo inexistente, os utilizadores de rede que solicitem uma ligação à rede devem poder beneficiar da possibilidade de celebração de um acordo de ligação não firme, ou seja, flexível. Para tal, a referida Diretiva estipulou que os operadores devem oferecer

a possibilidade de celebrar acordos de ligação flexíveis (com restrições) nessas zonas. Assim, foi reforçada a importância de implementar este tipo de acesso a nível europeu e nacional.

Contudo, conforme sinalizado por vários agentes, este edifício regulamentar não está ainda completo tendo sido identificada a necessidade de desenvolver normas que permitam aos operadores de rede oferecer acesso à rede com restrições, garantindo, por um lado, que seja dada prioridade aos reforços de rede que proporcionam soluções estruturais e, por outro lado, que os utilizadores com acordos de acesso com restrições tenham informação, sobre as restrições expetáveis, a previsibilidade para a sua ativação e para o surgimento de capacidade firme. Nesta ótica, a metodologia de cálculo da capacidade de receção da RESP com restrições é uma das matérias que tem impacto neste modelo de acesso e que ainda carece de implementação e desenvolvimentos normativos, estando em parte fora da esfera regulamentar da ERSE. O modelo de ativação das restrições afetas a estes acordos de acesso, é outro mecanismo que importa definir, nomeadamente, no que se refere a matérias como o momento de ativação, ou a habilitação das instalações nos processos de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistema, sendo estas matérias da esfera do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Setor Elétrico (MPGGS) e do futuro Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (MPGTRD).

As condições gerais colocadas em consulta pública são apenas um dos desenvolvimentos normativos necessários para que as ligações à RESP com restrições sejam possíveis e, tal como identificado anteriormente, estabelecem um modelo padrão no relacionamento entre as instalações de produção ou de armazenamento autónomo e os operadores das redes.

2.2 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

2.2.1 ÂMBITO DE APLICAÇÃO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A proposta submetida a consulta pública estabelece que as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições são aplicáveis a todas as instalações de produção ou de armazenamento autónomo que tenham capacidade de injeção na RESP com restrições, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

A aplicação da modalidade de acesso à rede com restrições para instalações de consumo processa-se de acordo com o estabelecido no RARI e ficou associada a projetos-piloto nos termos do seu artigo 9.º.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Alguns comentários identificaram a necessidade de clarificar o âmbito das condições gerais do acordo, nomeadamente a sua aplicação a instalações de consumo e a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Especificamente, a APREN e a ENGIPROT identificaram referências a instalações de consumo em várias cláusulas, enquanto a GALP apontou omissões referentes ao consumo em algumas cláusulas da proposta de condições gerais do acordo, alegando que estas apenas mencionam restrições à injeção, e que, no caso de instalações de armazenamento autónomo, se deveria também aplicar restrições ao consumo dessas instalações.

Já sobre a aplicação desta modalidade de acesso às UPAC, registam-se os comentários recebidos da Elergone e da Fortia, que apontam para a necessidade de clarificar tal aplicação.

A REN, por sua vez, sugere que seja estabelecido um limiar máximo de potência que pode ser ligada à RESP no modelo de acesso com restrições, e que o cumprimento de tal limiar seja monitorizado e reavaliado regularmente pelo Gestor Global do Sistema (GGS) e pelos operadores de redes. Para este efeito, e de modo a evitar o aparecimento repentino de um valor elevado de instalações com acesso com restrições, o operador propõe que o limiar associado a instalações de produção ou de armazenamento autónomo, seja estabelecido inicialmente em 100 MVA.

O CC, juntamente com a REN e a ENGIPROT, sugeriram que as condições gerais do acordo definissem a não obrigatoriedade de participação nos processos de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistema que se encontram estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS), para as instalações de produção ou armazenamento autónomo com potência inferior a 1 MVA. O CC recomenda ainda que, para as instalações com potências superiores a 1 MVA, as condições gerais do acordo explicitem de forma clara a obrigatoriedade de participação nos referidos processos de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistemas geridos pelo GGS.

A E-REDES, sobre este tema, considera que a participação no mercado de serviços de sistema implica exigências significativas ao nível dos requisitos técnicos e processuais, com reflexo direto em custos, que podem constituir um obstáculo à adesão das instalações com potência instalada inferior ou igual a 1 MW

ao regime de acesso à rede com restrições. Assim, a E-REDES sugere que, nesta fase, se faça uma distinção clara, para as instalações com potência inferior ou igual a 1 MW, relativamente à sua participação nos mencionados processos de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistemas gerido pelo GGS, independentemente do que venha a ser definido para as restantes instalações.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Sobre o âmbito de aplicação, a ERSE esclarece que a Diretiva colocada em consulta pública tem o objetivo de aprovar as condições gerais do acordo de acesso com restrições aplicáveis às instalações de produção ou de armazenamento autónomo, de acordo com o estabelecido no artigo 10.º do RARI. O Decreto-Lei n.º 15/2022, no seu artigo 51.º, consagra os princípios aplicáveis à receção de eletricidade pela RESP, e determina que o acesso à RESP para injeção de energia deve ser concedido com restrições, nos termos a regulamentar pela ERSE.

Nesta ótica, e tendo em conta os comentários recebidos, a ERSE alterou o articulado de forma a retirar todas as referências a restrições ao consumo, clarificando que o Acordo apenas se deve aplicar ao acesso à RESP para injeção na rede. Contudo, esclarece-se que o acesso à rede com restrições para injeção na RESP pode aplicar-se a qualquer instalação de produção ou de armazenamento autónomo, independentemente da sua participação em autoconsumo. Para além disso, e especificamente no que se refere às UPAC, ao armazenamento no interior de instalações de consumo (*behind the meter*) ou ao consumo associado a instalações de armazenamento autónomo, a ERSE considera que o tratamento de tais casos se deve processar no quadro de regras aplicáveis a instalações de consumo, e que de acordo com o estabelecido no RARI ficou associado a projetos-piloto nos termos do seu artigo 9.º.

De forma resumida, os contributos recebidos consideraram que a exigência de participação nos processos de resolução de restrições técnicas e mercado de serviços de sistema para as instalações com potência de ligação inferior a 1 MW não é proporcional aos benefícios para todo o SEN, atendendo aos custos que implica para as instalações e para o próprio SEN. Em linha com este racional, foi também referido que, para além desse custo, os requisitos de ligação à rede necessários para esse envolvimento nos processos de resolução de restrições técnicas e no mercado de serviços de sistema, implicariam um grau de detalhe técnico que dificultaria o acesso à RESP deste tipo de instalações.

Não obstante a concordância da ERSE com as preocupações apresentadas, considera-se que esta matéria não deve ser definida nas condições gerais do acordo de acesso com restrições, devendo a obrigação e a habilitação das instalações para participarem nos processos de resolução de restrições técnicas e no

mercado de serviços de sistema ser objeto do MPGGS. Sobre este assunto, importa verificar a Consulta Pública n.º 127 da ERSE¹ sobre a alteração do MPGGS, que tal como descrito no ponto 2.2.3 deste Relatório, estabeleceu regras e critérios sobre este tema.

Finalmente, no que se refere à sugestão da REN sobre estabelecer um limiar máximo de potência de ligação à RESP para que possa ser atribuído acesso com restrições, a ERSE toma boa nota da sugestão, fazendo a respetiva divulgação neste relatório, mas assinala que as competências nesta matéria são do legislador.

2.2.2 DURAÇÃO DOS ACORDOS DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

As Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições, submetidas a consulta pública, estabelecem que a duração do Acordo configura matéria das Condições Particulares (Cláusula 3.ª), de acordo com o estabelecido na alínea a) do n.º 4 do artigo 10.º do RARI.

Nesse sentido, na proposta da ERSE a cessação do Acordo podia ocorrer por iniciativa de qualquer uma das partes de forma unilateral, ou por fundamento na alteração das condições do acesso com restrições, ou ainda no caso de suspensão com duração superior a 6 meses (Cláusula 11.ª).

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A ELECPOR considera que a duração do acordo deve corresponder ao prazo expectável para poder ser atribuída capacidade firme. No mesmo sentido, a EDP considera que o regime de acesso com restrições tem uma natureza tendencialmente transitória, devendo ser aplicável apenas até estarem reunidas as condições para a atribuição da capacidade firme solicitada, propondo a introdução de uma nova alínea d) no n.º 1 da Cláusula 11.ª, com a seguinte redação *“d) Por atribuição da totalidade da capacidade firme inicialmente requisitada pelo promotor.”*.

Já a APREN e a GALP entendem que deve haver uma conversão automática da capacidade com restrições em capacidade firme, caso os estrangimentos de rede que tenham implicado a definição de restrições e justificado a celebração do Acordo, estejam resolvidos através de reforços de rede que permitam o

¹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-127/>

aumento da capacidade de receção da rede, em conformidade com o disposto na recente Diretiva (UE) 2024/1711 [considerando 15 e alínea b) do n.º 1 do artigo 6.º-A].

A GALP propõe, ainda, que sejam aprovados critérios para a definição da duração nas condições gerais aprovadas pela ERSE, por forma a acautelar que sejam aplicadas as mesmas regras a todos os utilizadores das redes, e que estes estejam em igualdade de circunstâncias. De acordo com a GALP, os referidos critérios devem estar relacionados com o planeamento e calendário previsto para o desenvolvimento da rede, e respetiva eliminação dos constrangimentos que impediram a atribuição de capacidade firme. Por outro lado, a empresa considera que a duração não deve comprometer a possibilidade do acesso com restrições ser permitido como solução permanente nas zonas em que o reforço da rede não seja eficiente, em linha com o disposto no artigo 6.º-A da Diretiva UE 2024/1711. Finalmente, refere que, apesar da Diretiva não ter sido ainda transposta, e estar ainda em curso o respetivo prazo para a sua transposição, não há impedimento legal para que estas condições gerais traduzam já o enquadramento europeu mais atual sobre a matéria.

Por fim, relativamente a este tema, a ENDESA, na mesma linha dos comentários anteriormente referidos, baseada no disposto no novo enquadramento legal europeu, entende necessário constar do articulado a referência a que a atribuição de acesso com restrições deverá, tendencialmente, ser provisória até que seja possível ao operador da rede atribuir capacidade firme. Para tal, propõe que o acordo defina o prazo para que a ligação à rede seja tornada firme. Também em linha com os comentários anteriores, a empresa considera que a atribuição de capacidade às instalações com acordos com restrições não deve colocar em causa os esforços e o planeamento de rede já em curso por parte dos operadores e, conseqüentemente, os agentes que têm já em desenvolvimento os seus projetos de energias renováveis, de armazenamento, e / ou, de consumo.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A recente Diretiva (UE) 2024/1711, mencionada pelos vários participantes, implementa várias medidas que visam mitigar as dificuldades que as novas instalações de produção, em especial de energia renovável, enfrentam no processo de ligação à rede, que muitas vezes implica a necessidade de ampliação ou reforço da rede. Uma dessas medidas é a implementação de “*acordo de ligação não firme, flexível*”, determinando que os operadores de rede devem oferecer a possibilidade de celebrar acordos de ligação flexíveis, em zonas em que existe uma capacidade de rede limitada ou inexistente, que não possibilita a oferta de capacidade firme.

Como referido, o RARI estabelece e implementa as regras e as condições para o acesso com restrições, preconizado na legislação nacional, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e cujos objetivos e enquadramento são conformes com o mesmo mecanismo referido na Diretiva Europeia, sendo agora refletidos na figura do acordo de acesso com restrições.

Na consulta pública, foram apresentados vários argumentos para que a duração do Acordo de acesso com restrições seja definida tendo em conta a alínea b) do artigo 6.º-A, da Diretiva (UE) 2024/1711, a qual estabelece que os acordos de ligação flexíveis sejam convertidos em acordos de ligação firmes, uma vez desenvolvida a rede que permita a atribuição de capacidade firme. Neste sentido, foi proposto que a duração do Acordo estivesse associada ao momento em que as restrições fossem resolvidas, após a concretização dos necessários investimentos e desenvolvimentos da rede. Para além disso, sugeriram que a Cláusula relativa à cessação do Acordo considerasse a possibilidade do seu término ficar associado ao fim das restrições.

O pressuposto dos comentários recebidos é o de que todos os Acordos deverão ser provisórios, que é obrigação do operador da rede apresentar uma data para a resolução das limitações e, por conseguinte, para a atribuição da capacidade firme solicitada. No entanto, tal como expressado pela GALP, a Diretiva Europeia, na alínea c) do mesmo artigo 6.º-A, considera a possibilidade de os acordos de ligação flexíveis serem uma solução permanente, inclusive para as instalações de armazenamento de energia, quando se considere que o desenvolvimento da rede não é a solução mais eficiente.

As Condições Gerais do Acordo, que se encontram em discussão, pretendem instituir uma padronização dos Acordos, definindo um modelo base de disposições que permitam transparência no tratamento de todas as instalações que optem por este tipo de acesso. Por outro lado, não é conhecido o modelo do título de reserva de capacidade de injeção na rede, ou do documento equivalente, para o caso de a capacidade atribuída ter restrições associadas. O Decreto-Lei n.º 15/2022 refere que este documento deverá identificar as restrições predefinidas para a totalidade ou parte da capacidade de injeção, sem qualquer referência à sua duração. Por fim, na legislação, também nada é referido quanto ao prazo para a resolução dos constrangimentos da rede que impediram a atribuição de capacidade firme, da mesma forma que não se estabelece a associação entre o fim desses constrangimentos e a atribuição dessa capacidade no modelo firme.

Tendo em conta o exposto, e reconhecendo as preocupações apresentadas, a ERSE optou por acrescentar dois números à Cláusula 3.ª. O primeiro número, determina que, nos casos em que o título de reserva de capacidade de injeção, ou documento equivalente, defina um prazo para a capacidade atribuída com

restrições passar a firme, deve associar-se a duração do acordo a esse prazo. O segundo número, assegura que caso exista entendimento entre as Partes, o prazo do Acordo pode ficar associado ao momento em que o operador reúna condições para atribuir a totalidade da capacidade como firme.

Relativamente à Cláusula 11.^a, a ERSE optou por não introduzir alterações, uma vez que a atual redação já prevê o fim do Acordo quando existem alterações nas condições do acesso com restrições, alínea a), do n.º 1, podendo essa alteração estar associada ao fim das restrições.

2.2.3 ATIVAÇÃO DAS RESTRIÇÕES

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

Relativamente ao momento de ativação das restrições, a proposta de condições gerais colocada em consulta pública previa que as restrições fossem ativadas pelos operadores de rede previamente ao fecho do mercado diário. Com esse pressuposto, os operadores de rede deveriam, antecipadamente, identificar os constrangimentos operacionais da rede e notificar os titulares das instalações sobre a ocorrência desses congestionamentos, ativando as respetivas restrições, e comunicando sobre a dimensão e a duração das limitações associadas à capacidade de injeção na rede para o dia seguinte. De acordo com esta opção, na sequência da notificação sobre a ocorrência de congestionamentos, ou na ausência da mesma, a parcela de capacidade que não ficasse sujeita a qualquer limitação seria tratada como capacidade firme, quer para efeitos de participação em mercado diário, se aplicável, quer em mercado de operação, mitigando-se, assim, o risco de participação nesses mercados.

Adicionalmente, sobre a participação nos referidos mercados diários e de operação, nos termos do RARI e do Regulamento da Operação das Redes (ROR), as instalações ligadas à rede na modalidade de acesso com restrições devem participar na resolução de congestionamentos de rede, seja através dos mercados de serviços de sistema seja através de mercados de flexibilidade, contribuindo para a disponibilização de ferramentas adequadas para que o GGS possa gerir e estabelecer um programa de operação viável.

O ROR, determina que a mobilização das instalações na modalidade de acesso à rede com restrições é prioritária em relação à mobilização de serviços de flexibilidade, desde que permita alcançar o mesmo objetivo. Assim, este Regulamento estabelece que as instalações de produção ou de armazenamento autónomo na modalidade de acesso à rede com restrições podem ser obrigadas a participar nos mecanismos de resolução de restrições técnicas e a fazer ofertas a descer, com preço não negativo, nos

mercados de Reserva de Restabelecimento de Frequência com ativação manual e de Reserva de Reposição, no âmbito da gestão técnica global do SEN e nos termos do MPGGS.

No entanto, no caso da resolução de congestionamentos de rede posteriores ao mercado diário, a proposta de condições gerais pressupunha que a mobilização das instalações na modalidade de acesso à rede com restrições fosse equiparada à mobilização de restantes instalações com capacidade firme, ou seja, todas as instalações que participassem nos mercados de flexibilidade, com acesso firme ou com restrições, seriam mobilizadas apenas em função das suas ofertas em mercado, desde que contribuíssem de igual modo para o mesmo objetivo de resolução de restrição local.

No que diz respeito à ativação das restrições, no caso de existência de vários acordos de acesso com restrições, a Cláusula 7ª da proposta submetida a consulta previa que, sempre que sejam identificadas restrições ou limitações aplicáveis a mais do que uma instalação com Acordo de acesso com restrições, a mobilização das instalações fosse realizada através de uma metodologia “*Last in, First out*”. Deste modo, o Acordo mais recente do conjunto de instalações que permita solucionar a limitação identificada, era ativado em primeiro lugar até ao valor total da capacidade com restrições, passando-se, posteriormente, em caso de necessidade, para o segundo Acordo mais recente até ao valor total da capacidade com restrições, e assim sucessivamente.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A regra constante na Cláusula 7.ª mereceu comentários dos participantes na consulta pública, no que se refere à ativação dos acordos com restrições, quando existam várias instalações que possam contribuir de igual modo para a resolução de um congestionamento de rede, identificado pelo operador de rede.

Assim, sobre esta regra e concordando com a mesma, a EDP, a RP Global e a GALP apresentaram propostas para clarificar a forma de contabilizar/definir a antiguidade dos acordos, ou seja, propostas que visavam determinar a cronologia dos acordos, associando ao momento de prestação da caução (proposta da EDP) ou de atribuição do título de reserva de capacidade (proposta da GALP).

Em sentido contrário, a APREN refere que *“a lógica LIFO parece penalizar desproporcionalmente os novos entrantes, pois implica que os últimos promotores com acordos com restrições a se ligarem à rede serão os primeiros a serem afetados pelas reduções de potência, podendo afetar seriamente estes projetos numa fase crítica de amortização do CAPEX. Deste modo, sugere-se a revisão desta metodologia, por uma que*

distribua as reduções de potência de uma forma mais equitativa por todas as instalações que estejam no mesmo lote de atribuição de potência elétrica de injeção sujeita aos termos dos acordos com restrições”.

Também a Start Campus não se revê na regra disposta na Cláusula 7.ª, sugerindo uma que defina um rateio na ativação de instalações, alegando que *“parece ser sub-ótima a definição do critério «Last in, first out» para a ativação de restrições no caso de as limitações de rede poderem ser solucionadas por mais de uma instalação. Este critério pode beneficiar sucessivamente alguns produtores ou armazenadores em detrimento de outros, sem razão para tal. Em nosso entender, deve ser utilizado um critério de rateio igual ou proporcional na aplicação das restrições, sempre que tal rateio possa solucionar a restrição. Ou, se tal não for tecnicamente possível, ser definido um critério de rotatividade do sujeito à aplicação das restrições”.*

Finalmente, a StorSystems considera que todas as formas de armazenamento autónomo devem ser reconhecidas como prestadoras do mesmo suporte à rede e, portanto, devem ser tratadas da mesma forma em relação às restrições de acesso à rede, não concordando, por isso, com a regra proposta.

No que se refere ao momento da ativação das restrições, a REN propôs que a alínea e) do n.º 1 da Cláusula 5.ª, que reflete a obrigação da comunicação, por parte do operador da rede, ao titular da instalação, de restrições no dia anterior ao fecho do mercado diário, incluisse por um lado, a comunicação ao GGS e, por outro, a possibilidade de existirem outras restrições apenas passíveis de serem identificadas pelo GGS após o fecho do mercado diário.

Ainda sobre este assunto, especificamente sobre esta alínea e), a REN referiu que *“a disposição possibilita que a instalação de produção ou armazenamento autónomo pode refletir a imposição da limitação que foi comunicada pelo operador de rede a que se encontra ligado nas ofertas que são realizadas no mercado organizado, a REN considera que a limitação imposta pelo operador da rede não acarreta um ajustamento da posição do produtor ou sistema de armazenamento para efeitos de determinação dos desvios”.*

Sobre o mesmo tema, e no que respeita aos prazos para a comunicação das restrições e o impacto financeiro que essa ativação possa ter nos titulares das instalações, a Elergone, referindo-se à Cláusula 6.ª, particularmente sobre o n.º 1, considera importante notar que é o titular da instalação quem suporta o sobrecusto do desvio devido à ineficiência do sistema, pelo que é relevante esclarecer quem assumirá os custos em caso de desligação de emergência.

A este respeito, e no que se refere à Cláusula 9.ª, a Elecpor e a APREN, entendem que, existindo a possibilidade de o operador ativar as limitações de capacidade em tempo real, após o fecho do mercado diário, os titulares das instalações deviam estar salvaguardados destas mobilizações para efeitos de desvios,

não sendo devido o seu pagamento neste âmbito. Concluindo, assim, que se torna fundamental que esta situação seja refletida no MPGGS.

A Greenvolt sugere que fique estabelecido que os titulares de instalação de produção/armazenamento terão direito a ser ressarcidos caso a instalação seja alvo de penalidades de desvios à programação do mercado diário, devido a restrições de injeção não comunicadas pelo Operador de Rede no dia anterior.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Para melhor compreensão da proposta da ERSE sobre o tema da ativação das restrições, as condições gerais de acesso à rede com restrições devem ser lidas em conjunto com a proposta de MPGGS colocada em consulta pública, mais concretamente deverá ser consultado o capítulo 12.4 do documento justificativo da Consulta Pública n.º 127². Na proposta de alteração do MPGGS foram considerados os comentários recebidos no âmbito desta consulta pública n.º 122.

Sobre o processo de ativação de restrições, há três tópicos que importa avaliar e esclarecer: 1) Qual a informação que deve constar no Acordo relativamente à probabilidade de ocorrência de restrições; 2) Em que momentos deve ser possível ativar as restrições; e 3) Qual a hierarquia quanto à ativação de instalações com acesso com restrições.

Relativamente ao primeiro tópico, importa lembrar que, nos termos da Lei, é no Título de Reserva de Capacidade, ou documento equivalente, que se deve identificar a potência máxima injetável na rede para cada instalação com acesso com restrições, assim como as respetivas restrições definidas pelos operadores de rede. Por sua vez, o Acordo de acesso com restrições deve incluir, entre outras matérias, informação sobre a probabilidade de ocorrência da restrição e respetiva limitação da potência a injetar, assim como informação sobre a forma de ativação das mesmas.

Acresce que, de modo a permitir alguma previsibilidade ao titular da instalação, mas, ao mesmo tempo, admitindo a necessidade de existir flexibilidade na gestão da rede por parte do GGS e do Gestor Integrado das Redes de Distribuição (GIRD), é importante que o Acordo contenha informação, nomeadamente nas suas condições particulares, sobre a probabilidade de ativação da restrição, e sobre a caracterização dessa restrição, bem como sobre a periodicidade da revisão dessa informação. A ERSE, para acomodar esta

²https://www.erse.pt/media/ygunyjit/mpggs_docjustificativo.pdf

preocupação, alterou a alínea b) do número 1 da Cláusula 5.ª, estabelecendo, em linha com o RARI, a obrigação de o operador da rede disponibilizar informação sobre as restrições afetas ao Acordo.

Relativamente ao segundo tópico, sobre os momentos de ativação de restrições, após análise aos comentários recebidos, a ERSE decide alterar a proposta colocada a consulta pública, optando por retirar a obrigação dos operadores comunicarem restrições para o dia seguinte ou dias posteriores até uma hora antes do horário de receção de ofertas do mercado diário. Esta opção, relaciona-se com o facto desta matéria ser do âmbito do MPGGS, que se encontra em processo de revisão através da Consulta Pública n.º 127, e na qual a ERSE coloca em discussão a hipótese de a ativação das restrições ocorrer em outros horizontes temporais.

Sobre este assunto, o MPGGS, em consulta pública, adota a possibilidade de a ativação das restrições acontecer, quer após o mercado diário, quer em tempo real, e faz depender o tratamento dessas restrições ao tipo de instalação, quanto à sua potência de ligação (acima ou abaixo de 1 MW), e/ou à habilitação da mesma para participar nos mercados serviços de sistema, incluindo no processo de resolução de restrições técnicas.

Neste âmbito, o modelo em discussão prevê um tratamento diferenciado em função da habilitação das instalações para participar nos mercados de serviços de sistema. Assim, está em discussão na proposta de MPGGS que para as instalações com potência de ligação superior a 1 MW, se considera que as restrições podem ser ativadas ainda antes do fecho do mercado diário, mediante instrução do operador de rede, tal como preconizado pela ERSE na presente consulta pública, resultando que, nestes casos, são as restrições que limitam as próprias ofertas nesse mercado. Contudo, o MPGGS em discussão propõe, também, que para além da possibilidade da ativação prévia, seja também possível ativar as restrições após o fecho do mercado diário, na janela que decorre até ao tempo real, em linha com os comentários da REN, que nota que os congestionamentos ao nível da rede de transporte estão muito relacionados com o despacho da produção que resulta do mercado diário.

Efetivamente, neste horizonte entre o mercado diário e o tempo real, a instalação conforme seja ou não habilitada, poderá participar no mercado de serviços de sistema, defendendo a ERSE que, caso a sua potência de ligação seja superior a 1 MW, então a sua participação no processo de resolução de restrições técnicas é obrigatória. Assim, uma eventual ativação da restrição ocorrerá tal como previsto na proposta de MPGGS, ou através de instrução direta em sede de resolução de restrições técnicas (quando não habilitada) ou automaticamente via serviços de sistema (quando habilitada).

Sobre o terceiro tópico relativo à hierarquia das instalações e ordem de ativação, a ERSE mantém o seu entendimento, sendo que a consulta pública do MPGGS propõe que as instalações com acesso com restrições devem ser restringidas prioritariamente face às restantes e face às instalações com reequipamento.

Finalmente, relativamente às questões levantadas pelos participantes nesta consulta pública sobre custos incorridos pelas instalações por ativação das restrições após o fecho do mercado diário, tendo por base o modelo de ativação de restrições agora proposto no MPGGS, não existe qualquer imputação de custos decorrentes de desvios por motivos associados às restrições de rede, uma vez que as restrições são consideradas no ajustamento da posição do respetivo responsável pelos desvios.

2.2.4 OBRIGAÇÕES DOS TITULARES DAS INSTALAÇÕES E DOS OPERADORES DAS REDES

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

As Cláusulas 4.ª e 5.ª estabelecem as obrigações das contrapartes do Acordo de acesso com restrições, nomeadamente, os deveres de comunicação da ocorrência de restrições e de comunicação entre operadores das redes, por exemplo, ou regras das ligações dos titulares.

Em particular, na proposta submetida a consulta pública, a Cláusula 4.ª determinava a obrigação de as instalações estabelecerem uma ligação que permitisse a comunicação em tempo real com o operador da rede à qual se liga. A mesma Cláusula definia igualmente o dever de a instalação assegurar a execução de uma ordem de desligação de emergência da capacidade atribuída com restrições em tempo inferior ao estabelecido nas Condições Particulares. Entre outras disposições, estava também prevista a aptidão para cumprir as limitações de capacidade de injeção. A Cláusula 4.ª estabelecia ainda que os titulares das instalações mantenham registos auditáveis das instruções/comunicações recebidas.

Por sua vez, a Cláusula 5.ª instituía a comunicação entre operadores de rede e entre estes e o GGS e/ou o Gestor Integrado das Redes de Distribuição (GIRD), bem como comunicação dos operadores de rede e os titulares das instalações.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Tal como exposto no ponto 2.2.1 deste Relatório, a EDP identificou a necessidade de se estabelecerem condições de ligação à RESP, nomeadamente no que se refere aos requisitos de comunicação, controlo e

previsão, que não fossem demasiado exigentes, para não constituírem uma barreira à proliferação de recursos flexíveis, essenciais para uma maior integração de fontes de energia renovável no sistema elétrico. Neste tema das condições de ligação da RESP, relativamente à alínea h) da Cláusula 5.ª, a Triple Watt comentou o facto de, para as instalações em construção e/ou exploração, poder não ser possível a aplicação integral do número de escalões de proteção de máxima potência, sugerindo a alteração dessa alínea, propondo que as condições técnicas de ligação passassem a ser definidas nas Condições Particulares.

Por outro lado, E-REDES, EDP, Greenvolt e GALP salientaram que, atualmente, a tecnologia disponível no mercado já permite que os titulares da instalação sejam capazes de atuar na potência de injeção num espaço de tempo significativamente curto, compatível com a operação da rede em tempo real. Nesse sentido, propõem que a adaptação da redação da alínea f) relativa à execução de uma ordem de desligação de emergência seja adaptado, de modo a possibilitar uma limitação parcial da capacidade de injeção.

Já sobre a comunicação das restrições para o dia seguinte por parte do operador de rede aos titulares das instalações, a Greenvolt sugere que a mesma seja efetuada até duas horas (e não uma hora, como proposto) antes do horário de encerramento para a receção de ofertas do mercado diário no dia anterior, de modo a permitir aos titulares o devido ajuste da sua programação no mercado diário para o dia seguinte.

Por fim, como já referido, foi destacada a importância de fornecer aos titulares das instalações informação sobre as limitações de capacidade e a probabilidade das ocorrências de restrições, para que possam tomar decisões sobre os seus investimentos.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

Tendo em conta o teor dos comentários recebidos, importa garantir um quadro regulamentar equilibrado, que permita a todos os agentes uma expectativa razoável sobre os cenários de operação. Deste modo, a ERSE entende proceder a algumas modificações no que concerne às obrigações do titular da instalação e do operador da rede.

As condições gerais visam, essencialmente, garantir uma base comercial comum para todas as instalações que adiram à modalidade de acesso com restrições, sem prejuízo de, dentro do possível, se dever tratar o acesso com restrições com os mesmos atributos que são reconhecidos à capacidade firme. Neste sentido,

a ERSE é da opinião de que a definição de requisitos de ligação não deve ser uma barreira à entrada de novas instalações de produção e armazenamento autónomo no SEN.

O detalhe sobre os aspetos da ligação das instalações de produção e armazenamento autónomo não deve ser matéria das condições gerais, devendo estas apenas conter princípios gerais que remetam para uma base comum de requisitos técnicos para as ligações e que consagrem as especificidades particulares das ligações com restrições. Assim, no que se refere à matéria das condições de ligação à RESP, existe regulamentação em vigor, e aplicável, que deve ser respeitada pelos titulares destas instalações.

Desta forma, a ERSE decide remeter qualquer questão sobre os requisitos técnicos de ligação para as condições particulares e demais regulamentação aplicável, e simplifica as obrigações dos titulares de instalações referentes à ligação destas instalações aos sistemas de gestão da rede do operador da RESP e ao gestor global do SEN, nomeadamente no que se refere ao modelo e mecanismos de comunicação, remetendo para o MPGGS e/ou para o MPGTRD.

No que se refere à sugestão da Greenvolt, de alterar o momento da comunicação das restrições para o dia seguinte por parte do operador de rede ao titular da instalação, tal como explicado no ponto 2.2.2 deste relatório, a ERSE optou por alterar a redação das alíneas da Cláusula 5.ª de forma a que o prazo, o formato e o meio de comunicação das restrições sejam definidos no MPGGS e/ou MPGTRD.

Sobre a preocupação relativa à previsibilidade de ativação das restrições, incluindo a sua atualização ao longo do tempo, a ERSE reconhece que este tipo de informação seja relevante para a tomada de decisão de investimento de um promotor. A atualização ao longo do tempo da probabilidade de ativação pode justificar-se em função da evolução da rede, da evolução das várias instalações dos utilizadores da rede, ou do aparecimento de novos acordos na “área de influência”. A Diretiva (EU) 2024/1711 sobre este tema prevê no considerando (15) que *«na medida do possível, que os utilizadores de rede que solicitam ligação à rede sejam informados dos níveis de restrições expectáveis no âmbito do acordo de ligação flexível.»*. Pelo exposto, a ERSE incluiu na alínea c) a obrigação do operador da rede de informar o titular da instalação sobre as restrições afetas ao Acordo, incluindo a sua atualização periódica, bem como, da probabilidade da sua ocorrência.

2.2.5 INCUMPRIMENTO DE LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No que diz respeito ao incumprimento de limitação de potência, a Cláusula 6.ª da proposta previa que a instalação se encontrava em situação de incumprimento da instrução de limitação de injeção quando o total da energia injetada pela instalação, excluindo a energia associada à capacidade firme, excedesse 10% do total da energia sujeita a restrição.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários recebidos, em particular do CC e dos operadores de rede, REN e E-REDES, bem como da APREN, da Elecpor, da Greenvolt e da Engie, foram no sentido de que esta formulação deveria ser revista, sugerindo, em alternativa, que se considerasse não a variável energia, mas sim a variável potência, propondo também associar um período temporal a esta limitação.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A revisão da Cláusula 6.ª resultante da ponderação dos comentários tem, essencialmente, o propósito de garantir um tratamento das instalações com potência de injeção com restrições, tanto quanto possível da mesma forma como se tratam as restantes instalações, tendo em consideração que o MPGGS já estabelece regras relativas ao incumprimento por parte das instalações sujeitas a limitações emitidas pelo GGS (instruções de despacho). A ERSE estabelece que o incumprimento das instruções relativas a restrições é objeto de tratamento no MPGGS e/ou MPGTRD, sendo do âmbito destes manuais a definição de incumprimento da instrução de limitação de potência, bem como das penalidades associadas a esses incumprimentos.

Não obstante, o princípio aplicável deve ser de que não exista qualquer benefício para o titular da instalação que entre em incumprimento, e que a penalização seja baseada nos resultados dos mercados, diário, intradiário ou de serviço de sistema / flexibilidade, permitindo assim anular qualquer benefício decorrente desses mercados.

Por outro lado, no que se refere a este modelo de acesso, as instalações que não cumpram de forma continuada as instruções de limitação da potência vêm o seu Acordo suspenso, no âmbito da Cláusula 10.ª das Condições Gerais.

2.2.6 FATURAÇÃO E PAGAMENTO

PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No que diz respeito à faturação e pagamento, a Cláusula 9.ª da proposta submetida a consulta previa que, no caso de existirem obrigações de pagamento no âmbito do acordo, por parte de qualquer uma das partes, seria o operador da rede a emitir uma fatura que deveria especificar quais as componentes faturadas, bem como todos os encargos aplicáveis, devendo conter todos os elementos necessários a uma completa, clara e adequada compreensão dos valores faturados.

Por outro lado, era estabelecido que se aplicava a autofaturação por via eletrónica e que o prazo de pagamento seria de 17 dias contados a partir da apresentação da fatura, em linha com o que constava em anteriores condições gerais de contratos de uso das redes no setor elétrico. O não pagamento podia constituir razão para a suspensão do acordo.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Os comentários recebidos no âmbito da Cláusula 9.ª foram no sentido de que:

- Deveria ser mais detalhada a natureza das componentes a faturar no âmbito do Acordo de Acesso com restrições;
- Não deveria vigorar a autofaturação ou, quando muito, vigorar mediante opção do produtor, inscrita nas Condições Particulares, tendo sido invocado o argumento de que a autofaturação é comum apenas quando existam partes que não têm contabilidade organizada, caso contrário, esta torna-se contraproducente;
- Deveria ser alargado o prazo de pagamento, tendo sido propostos valores que iam de um mínimo de 20 dias até 30 dias, tendo sido invocadas razões de operacionalização dos pagamentos;

- Deveriam ser melhor concretizadas as situações em que a falta de pagamento de faturas origina uma suspensão do contrato, nos termos do número 8 da Cláusula 9.ª; e
- Deveria ser acautelado que, ao cumprir as ordens emitidas em tempo real pelo operador de rede, o promotor não é penalizado em sede de desvios, pois programou a sua produção em mercado com base na informação de restrições divulgada antes do fecho do mercado diário.

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS

A ERSE entende que, apesar de não estar explícita, no atual quadro legislativo e regulamentar, a existência de pagamentos associados a estes acordos de acesso com restrições, como possa ser o eventual pagamento de compensações por incumprimento dos acordos, tal possibilidade não deve ser excluída de forma liminar. Por essa razão, é preferível manter nas condições gerais destes acordos uma Cláusula relativa às faturações e pagamentos, que regule, desde logo, a forma como estes devem decorrer, face à alternativa de não inscrever qualquer Cláusula que, na opinião da ERSE, geraria maior insegurança jurídica aos agentes.

Ainda assim, e reconhecendo que pode existir certa ambiguidade quanto à natureza das componentes de faturação no texto proposto, a ERSE adaptou a redação do clausulado das condições gerais, no sentido de remeter a natureza das obrigações de pagamento para aquilo que seja determinado pela legislação e pela regulamentação, e que pode incluir, nomeadamente, eventuais compensações por incumprimentos.

No que diz respeito à autofaturação, a ERSE recorda que esta é uma ferramenta amplamente utilizada nos setores elétrico e do gás, nas faturações realizadas pela Gestão Global do Sistema elétrico, pelo Gestor Técnico Global do gás, bem como pelos operadores dos mercados organizados de eletricidade e de gás. Neste contexto, a ERSE não se revê nos comentários formulados, em particular de que se trata de uma modalidade que se deveria aplicar apenas a entidades de menor dimensão sem contabilidade organizada.

A modalidade de autofaturação, ao concentrar numa única entidade a emissão no mesmo dia, de faturas a pagar e a receber, bem como a operacionalização de encontro de contas entre essas faturas, traz vantagens de standardização, de transparência e de igualdade de tratamento, bem como de simplificação dos processos. Entende a ERSE que a aplicação opcional da autofaturação não é desejável pois eliminaria, se não totalmente, pelo menos de forma significativa, as vantagens elencadas.

Relativamente ao prazo de pagamento das faturas, a ERSE, atendendo aos comentários recebidos, alterou o prazo de 17 para 20 dias após a apresentação da fatura, o que está também em linha com o prazo de pagamento de faturas entre agentes, estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Na tipificação de situações de falta de pagamento que podem originar a suspensão do acordo, a ERSE concorda com os comentários recebidos e opta por concretizar dois critérios, não cumulativos, que devem originar a suspensão do acordo. O primeiro critério é o registo de duas faturas com pagamentos em atraso e o segundo critério é o registo de uma fatura com um atraso de pagamento superior a 45 dias. A ERSE entende que esta regra é suficientemente estrita para evitar a acumulação de avultados pagamentos em atraso, mas suficientemente flexível para evitar a imediata suspensão do contrato ao mínimo incumprimento.

3 PERSPETIVA FUTURA DO ACESSO À REDE – FIRME E FLEXÍVEL

3.1 FLEXIBILIDADE NO ACESSO

Em regra, os operadores de rede atribuem um acesso firme à rede, garantindo aos utilizadores o direito de injetar ou consumir energia ao longo do tempo, até ao limite da capacidade máxima da respetiva ligação. Contudo, o modelo de acesso firme, em que apenas se atribui capacidade se for possível garantir a mesma ao longo de todas as horas do ano, pode resultar numa alocação ineficiente e indutora de investimentos adicionais de desenvolvimento das redes, por conta da uma subutilização da infraestrutura, materializada na ociosidade dos atuais e futuros ativos da RESP.

Numa lógica de produção mais descentralizada, de origem renovável, a disponibilização de capacidade de acesso às redes em tempo útil ganha cada vez mais importância, quer para promotores, quer para o próprio SEN. É neste contexto que, em complemento à modalidade de acesso firme, surge a necessidade de flexibilizar o acesso com uma nova abordagem, ancorada em acordos específicos, ao abrigo dos quais alguns critérios de acesso/planeamento são relaxados pelos operadores das redes, sem, contudo, lhes retirar a faculdade de gerir as redes em tempo real.

A gestão do acesso às redes pode exercer-se de forma estática ou dinâmica, esperando-se por parte de cada operador um envolvimento construtivo com as partes interessadas, no sentido de incrementar a eficiência na utilização dos ativos da RESP. A este propósito, importa referir que a formalização do acesso à rede compreende, além da natureza física da ligação, uma natureza comercial, esperando-se uma adequação da segunda às potencialidades da primeira.

A este propósito, em 2023, o MIBEL registou uma separação de mercados em 464 horas (5% do ano), das quais 405 horas corresponderam a congestionamentos no sentido importador, com 99% do valor económico do congestionamento situado no período entre as 9h e as 19h³. A este facto acresce que o abastecimento do consumo em Portugal continental foi suportado, em 20% do tempo, em importações de Espanha (saldo importador), com uma parte muito significativa dessas importações a ocorrer nos períodos com maior produção solar, semelhante em Portugal e Espanha⁴.

³ Fonte: OMIE.

⁴ Fonte: REN e REE.

Em termos de benefícios para o SEN, além da ligação de nova produção renovável contribuir para alcançar as metas do PNEC 2030, esta permitiria também, eventualmente, reduzir as importações e fomentar uma utilização mais eficiente das redes nacionais. Mas, para tal, em paralelo é necessário promover a flexibilização do acesso e da gestão da rede, potenciando assim outros *drivers* emergentes do setor, tal como o armazenamento.

Numa perspetiva futura, a natureza física e a comercial devem caminhar em paralelo, mas não desconexas. Assim, em complemento ao modelo firme, que pressupõe fixação de um valor máximo de capacidade garantida para cada elemento de rede com base em parâmetros estáticos, definidos a partir de cenários conservadores, deve adotar-se desde já o recurso a parâmetros dinâmicos (medidos, comunicados e integrados no cálculo de congestionamentos em tempo real), os quais permitem refletir de modo mais fidedigno as condições reais de exploração da rede. O potencial benefício ao nível da otimização da capacidade disponibilizada para acesso à rede, a cada momento, constitui uma dinâmica fundamental para o sucesso futuro do acesso com restrições.

Um fator relevante para o sucesso da metodologia de acesso flexível, assente em restrições, reside na expectativa de que os operadores forneçam informações suficientes sobre a disponibilidade e o valor da capacidade com restrições, e respetivas opções de ligação à rede, a fim de proporcionar aos interessados a oportunidade de investirem em áreas onde a capacidade está disponível, ainda que de forma pontualmente condicionada no tempo. Deste modo, é notória a relevância do acesso com restrições, onde os cenários de planeamento e respetivas probabilidades de ocorrência são partilhados com o requerente, para efeitos de tomada de decisão mais informada, identificando as condições que habilitam o operador a limitar o acesso à rede. A publicitação deste tipo de dados, nomeadamente das probabilidades, deve incluir os critérios utilizados para cálculo da capacidade disponível, sendo fundamental proceder à sua atualização de forma periódica.

A este propósito, a viabilização da transição energética, deve colocar um peso significativo nas tecnologias de rede, como a digitalização assente nas redes inteligentes. O uso de dados em tempo real e a inteligência artificial já não são estratégias emergentes, são ferramentas do presente e para o futuro, que podem melhorar a eficiência da rede e dar, proactivamente, uma resposta célere ao aumento da procura por ligações à rede, eventualmente eliminando o desfasamento entre a capacidade disponível e a capacidade ociosa.

Em suma, importa não estabelecer regras rígidas *ex-ante* com base em estudos determinísticos da capacidade disponível, mas sim garantir a partilha das potencialidades da rede num determinado

momento, com todos os agentes do SEN. O benefício resultante, a partilhar com todos os agentes do SEN, permitirá potenciar uma transição energética mais eficiente.

3.2 CASOS PRÁTICOS

Numa perspetiva da aplicação prática do acesso à rede com restrições, neste subcapítulo, a ERSE identifica alguns casos de estudo, beneficiando da experiência europeia, que visam dar resposta às dificuldades que as novas instalações de produção ou armazenamento têm no processo de ligação à rede, ou nos processos de aumento de capacidade para as instalações que já se encontram ligadas.

O processo de acesso à rede com restrições inicia-se quando uma instalação solicita capacidade de injeção numa rede e o operador dessa rede identifica a impossibilidade de atribuir a totalidade dessa capacidade como firme. Nesse processo, e na análise do respetivo pedido, o operador de rede verifica se existe algum desenvolvimento de rede previsto que permita oferecer essa capacidade como firme. Se sim, apresenta uma proposta de acesso à sua rede, mas com restrições. Neste caso, o acordo de acesso com restrições a celebrar terá, à partida, uma duração predeterminada e associada ao momento em que se prevê existir capacidade para ser disponibilizada como firme, sendo a anterior capacidade com restrições convertida em firme.

Se não existir previsão de novos desenvolvimentos da rede que permitam a alocação de capacidade firme, o titular da instalação tem duas alternativas: i) ou contratar por tempo indeterminado o acesso a essa capacidade com restrições, ou ii) procurar obter um Título de Reserva de Capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo com o operador da rede⁵, assumindo nesse caso os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede, necessários para criação de capacidade firme.

Efetivamente, no SEN existem já alguns acordos de criação de capacidade celebrados entre promotores de instalações de produção e operadores das redes, cujos investimentos de reforço de rede permitirão aos operadores de rede oferecer capacidade firme. No entanto, tal apenas ocorrerá num horizonte de 5 a 7 anos. Nestes casos, se os seus promotores tiverem disponibilidade para antecipar a conclusão dos respetivos centros eletroprodutores, são potenciais candidatos a celebrar um acordo de acesso com restrições, temporário, até à conclusão dos investimentos por parte dos operadores das redes. Uma vez

⁵ Nos termos densificados no artigo 20.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

que existe garantia que a capacidade firme estará disponível a curto prazo, o risco de ocorrência de congestionamentos de rede que conduzam à ativação de restrições, é reduzido e limitado no tempo.

Um outro caso de uso prático do acesso com restrições abrange os titulares de instalações de produção ou UPAC já ligados à rede e que requeiram a atribuição de capacidade adicional de injeção, de modo a beneficiarem da totalidade da potência instalada nas suas unidades de produção, sendo esta atualmente superior à potência de ligação.

Em particular, é no caso das UPAC em exploração, cuja a potência de ligação é inferior à potência instalada de produção, que se identifica o maior potencial para a implementação direta do modelo de acesso com restrições no curto prazo. Com efeito, nestes casos, a possibilidade de obter mais capacidade de injeção pode ser uma mais valia, tanto para os próprios titulares, como para SEN, materializado no aproveitamento dos excedentes de energia produzidos (ao invés da sua injeção na RESP).

Por fim, outro exemplo da aplicação deste tipo de acesso é o caso particular das instalações de armazenamento autónomo. A consulta pública⁶ lançada recentemente pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), entidade reguladora de Espanha, demonstra o potencial deste tipo de instalações para o desenvolvimento de soluções inovadoras, tanto na forma de cálculo da capacidade disponível nas redes como no acesso a essa capacidade. A CNMC colocou em discussão um modelo para determinação da capacidade nas redes, especificamente para a ligação de instalações de armazenamento, que tem em conta a sua configuração e perfil de funcionamento e, em particular, o seu padrão típico de injeção e/ou consumo de energia da rede. O objetivo é aprovar perfis padrão, de injeção e consumo para todas as redes que traduzam uma otimização da utilização da capacidade de cada rede. Na verdade, assume-se que o armazenamento autónomo não vai injetar quando a rede já dispõe de recurso fotovoltaico em abundância (entre as 10h e as 17h no dia) e, pelo contrário, vai injetar nas horas de ponta de consumo (entre as 19h e as 23h). Na proposta considera-se que a utilização deste tipo de perfil na atribuição de capacidade de ligação deve estar associada à monitorização do funcionamento, para garantir que é cumprido. Nos períodos em que não está previsto o funcionamento, transitoriamente, a instalação de armazenamento autónomo não pode funcionar. Idealmente, segundo a CNMC, este período deveria ficar sujeito a acesso condicionado (com restrição).

⁶ <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/patrones-funcionamiento>.

No geral, e comum a todos estes casos, o acesso com restrições é uma opção claramente vantajosa para reduzir a ociosidade da rede, seja permitindo ligar novos produtores à rede, seja permitindo aumentar a capacidade de injeção dos atuais produtores, beneficiando, inclusive, do facto de hoje em dia existir uma baixa probabilidade de congestionamentos estruturais da rede, na medida que, apesar de não ser possível atribuir mais capacidade firme face àquela já comprometida, tal não se reflete na exploração do sistema, uma vez que essa capacidade comprometida não estará toda ligada à rede no curto prazo (alguma poderá nem sequer ser concretizada de todo).

É, nesse sentido, que se devem criar as condições para que os operadores de rede ofereçam aos interessados a possibilidade de acesso às redes com restrições. Além disso, estando a rede constantemente em desenvolvimento, a curto/médio prazo, algumas das potenciais restrições serão resolvidas por esse desenvolvimento e o acesso com restrições tenderá a ser convertido em firme, permanecendo apenas na modalidade restringida as situações nas quais não seja economicamente eficiente investir na rede.

Adicionalmente, e sem prejuízo do investimento em desenvolvimento de redes, previsto nos Planos dos diferentes operadores, há ainda que aproveitar as vantagens que são hoje oferecidas pela digitalização e pela implementação de soluções tecnológicas que permitem aos operadores de rede alcançar uma gestão mais otimizada da sua rede em termos de disponibilização da capacidade, aos atuais e futuros utilizadores. É neste conjunto de soluções que se insere a metodologia de gestão da rede “*Dynamic Line Rating (DLR)*”.

O DLR permite que o operador de rede conheça, em tempo real, as condições efetivas de uma linha e da sua envolvente, considerando o contexto meteorológico e a avaliação de parâmetros da linha, permitindo-lhe a operação, durante um dado intervalo de tempo limitado, com valores de capacidade acima ou abaixo daqueles que caracterizam a rede sazonalmente. Esta operação dinâmica contrasta com o carácter conservador associado aos parâmetros estáticos, que não possibilitam a exploração de modo otimizado e flexível.

Para tal, existem hoje em dia equipamentos que se podem instalar nas linhas, e que em conjunto com modelos computacionais de otimização, designados “*digital twins*” (modelo virtual da rede), garantem ao operador de rede, ainda que temporariamente, e com restrições, oferecer mais capacidade a atuais e/ou futuros utilizadores. Esta é, por isso, uma metodologia que, tal como os casos acima expostos, deve constituir um caso de uso e ser objeto de projetos piloto, em zonas seleccionadas e limitadas da rede, cujos resultados permitam aos operadores de rede adquirir conhecimento e práticas de gestão sobre os limites de exploração da atual rede em diferentes momentos, ao mesmo tempo que lhes proporciona um maior

controlo da mesma, diminuindo o risco de ocorrência de congestionamentos e situações que coloquem em causa a alimentação de consumos ou receção de injeção de produtores.

Finalmente, a ERSE assinala ainda a aprovação da sua Diretiva n.º 19/2024, de 19 de agosto, onde são estabelecidos os indicadores de desempenho das redes inteligentes de energia elétrica. Por um lado, são definidos indicadores associados à representatividade e ao desempenho de linhas aéreas exploradas com parâmetros dinâmicos, e por outro lado, são também definidos indicadores associados à disponibilização e atribuição de capacidade com restrições. Quando implementados e analisados em conjunto, este lote de indicadores visa medir a utilização de ferramentas de otimização do desempenho dos ativos regulados, sendo por isso uma parte relevante para concretizar uma transição energética mais eficiente.

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

