



INTERFACE TSO-DSO: ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO ENTRE A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E A OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

PRODUTO II.B

Produto II.B – Idealização da integração TSO- DSO

Preparado para
ONS

Dezembro de 2024

Sumário

1	Introdução.....	3
1.1	Motivação.....	3
1.2	Objetivos do projeto.....	4
1.3	Estrutura deste relatório.....	4
2	Resumo executivo.....	6
3	Requisitos de conexão e medição.....	9
3.1	Caracterização.....	9
3.2	Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes.....	10
3.3	Responsabilidades e incentivos.....	22
3.4	Conclusões e síntese.....	26
4	Protocolo de despacho TSO-DSO-RED.....	28
4.1	Caracterização.....	28
4.2	Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes.....	30
4.3	Responsabilidades e incentivos.....	36
4.4	Conclusões e síntese.....	40
5	Viabilização de uma dinâmica em tempo real.....	42
5.1	Caracterização.....	42
5.2	Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes.....	43
5.3	Responsabilidades e incentivos.....	54
5.4	Conclusões e síntese.....	57
6	Conclusão.....	58
7	Referências.....	60

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Há uma transformação em curso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), paralela à tendência da transição energética mundial, atuando nos “3D’s”: Descarbonização, Descentralização e Digitalização. Neste sentido, vêm ganhando cada vez mais importância as fontes renováveis e os chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)– incluindo desde tecnologias convencionais de geração até geradores renováveis de pequeno porte principalmente a geração solar fotovoltaica, Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) distribuídos, Veículos Elétricos (VEs) e Resposta da Demanda (RD), todos conectados na rede de distribuição.

O crescimento dos REDs no sistema exige uma modificação no papel das distribuidoras: torna-se fundamental uma melhor integração entre as fronteiras do “atacado” e “varejo” nos sistemas de potência para tornar os REDs recursos “visíveis” para o Operador do Sistema de Transmissão (*Transmission System Operator* – TSO), assim potencializando ou induzindo maiores contribuições para a flexibilidade do sistema e permitindo uma integração adequada e eficiente entre as redes de transmissão e distribuição. Os operadores dos sistemas de distribuição (*Distribution System Operators* – DSOs) têm um papel central nesta dinâmica, sendo a interface TSO-DSO um elemento chave – como destacado, por exemplo, no trabalho seminal do *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) sobre a distribuidora do futuro¹, realizado em 2016, e cujas conclusões foram reforçadas em relatório mais recente da IRENA², e na *Order No. 2222* da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) nos EUA³.

Vale destacar que, ao longo do presente trabalho, por vezes as siglas TSO e DSO serão utilizadas para referenciar a atividade de operação do sistema de transmissão e distribuição respectivamente, e por vezes à entidade responsável por realizar esta atividade – explicitando a distinção sempre que houver ambiguidade. Nota-se que o arranjo institucional de diferentes países pode construir a “fronteira” entre as atividades de TSO e DSO de diferentes formas – atualmente no Brasil, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade responsável pela atividade de TSO,

¹ MIT *Utility of the Future*, 2016, disponível em <https://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

² IRENA (2020), *Innovation landscape brief: Co-operation between transmission and distribution system operators*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

³ A FERC *Order No. 2222* foi aprovada em 2020 com o objetivo de apoiar o desenvolvimento das redes elétricas do futuro e promover competição nos mercados de eletricidade por meio da remoção de barreiras à participação de REDs, de forma agregada, nos mercados organizados de capacidade, energia e serviços ancilares sob responsabilidade dos operadores regionais de rede.

enquanto as distribuidoras implicitamente assumem atribuições de DSO adicionalmente às suas outras funções (propriedade e gestão das redes de distribuição e atividade de comercialização regulada).

1.2 Objetivos do projeto

No contexto apresentado acima, o objetivo central do presente projeto, de iniciativa do ONS e de execução pelo consórcio formado pelas empresas PSR e Daimon, é a análise da integração das atividades de operação do sistema de transmissão e do sistema de distribuição. O projeto busca analisar e indicar os desafios e avanços necessários para o aperfeiçoamento da coordenação, integração e relacionamento entre os Operadores do Sistema de Transmissão (TSO) e Distribuição (DSO). Esta integração, escopo deste projeto, tem como principal objetivo aproveitar eventuais sinergias ao longo da operação do sistema como um todo, permitindo extrair ao máximo o benefício dos REDs para a segurança e estabilidade da rede operada pelo ONS. Tais benefícios incluem o oferecimento de flexibilidade operativa (inclusive reserva ou outros serviços ancilares), contribuindo para a segurança, eficiência e menor custo da operação.

À luz das melhores práticas internacionais e após uma contextualização e análise da situação vigente no SEB, o projeto deverá entregar propostas regulatórias e tecnológicas, incluindo aspectos digitais de base e de comunicação de dados, de modo a subsidiar a regulação que permita sua viabilização.

Espera-se que as recomendações propostas neste relatório contribuam com o processo de modernização do SEB, as quais demandarão avaliação das instituições regulatórias e da sociedade, preparando estruturalmente o ONS para enfrentar com eficiência e segurança os desafios da alta penetração dos REDs, de forma integrada com os demais agentes do sistema.

1.3 Estrutura deste relatório

Este produto II-B é a conclusão da “Fase 2” do Projeto Integração ONS-DSO e apresenta as iniciativas específicas selecionadas, a partir das “macro iniciativas” exploradas no produto II-A. Além desta seção introdutória, o presente relatório é estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, é apresentado um **resumo executivo**, contendo uma apresentação inicial das iniciativas selecionadas e o mapeamento dos principais elementos que devem fazer parte destas iniciativas para que elas possam funcionar.

- No Capítulo 3, é apresentada a primeira iniciativa selecionada, que trata sobre **novos requisitos de conexão e medição**, sendo a base para implementação das iniciativas seguintes, com as condições de implementação e recomendações de aplicação.
- No Capítulo 4, é apresentada a segunda iniciativa específica, que trata do **protocolo de despacho de REDs pelo TSO**, com detalhamento sobre o funcionamento do mecanismo de despacho para o dia seguinte, assim como os papéis a serem desempenhados pelos agentes envolvidos.
- No Capítulo 5 é apresentada a terceira e última iniciativa específica, sendo uma extensão do protocolo discutido no Capítulo anterior, que trata sobre a **viabilidade de uma dinâmica na operação em tempo real**, também contendo indicação sobre os protocolos a serem adotados, assim como a responsabilidade dos agentes envolvidos.

2 RESUMO EXECUTIVO

No relatório II-A, foram exploradas quatro categorias de “macro iniciativas” no que diz respeito a melhorias no tratamento técnico e regulatório da interface TSO-DSO:

- A iniciativa de *qualidade da previsão* está relacionada com o compartilhamento de informações relevantes para a operação do sistema, envolvendo o TSO e o DSO com o estabelecimento de protocolos e requisitos técnicos;
- A iniciativa de *produtos despachabilidade* diz respeito à estruturação de mecanismos relacionados ao processo de despachabilidade e controlabilidade dos recursos “cruzando a fronteira” entre o TSO e o DSO;
- A iniciativa de *atividades comerciais da distribuidora* envolve a sistematização e estabelecimento de fronteiras claras entre as atividades que a distribuidora deve necessariamente cumprir (incluindo a atividade “fio”), pode facultativamente cumprir, ou está proibida de cumprir;
- A iniciativa de *atividades fio da distribuidora* está relacionada à sistematização de responsabilidades, ônus e bônus aos quais a distribuidora está sujeita no cumprimento das suas atividades reguladas – incluindo a atividade de operação da rede (DSO) e de expansão da rede.

A partir desta exploração inicial, foram selecionadas, em discussões realizadas com o ONS, três *iniciativas* que serão o objeto central do presente relatório, e que também representam as iniciativas ao redor das quais será elaborada a Fase 3 deste projeto, com um detalhamento de iniciativas técnicas e regulatórias para viabilizar a implementação destes mecanismos. As iniciativas foram selecionadas levando em conta a conjuntura do setor elétrico brasileiro atual e o equilíbrio entre o atendimento das necessidades de curto prazo, médio e longo prazo do sistema – endereçando devidamente e de forma pragmática os desafios imediatos, e fazendo escolhas que possibilitem antever evoluções que se farão necessárias no futuro, levando em conta a trajetória da transição energética, as experiências internacionais e a situação atual das distribuidoras no Brasil, exploradas na primeira Fase deste trabalho.

As iniciativas selecionadas, que serão detalhadas nos próximos Capítulos, são as seguintes:

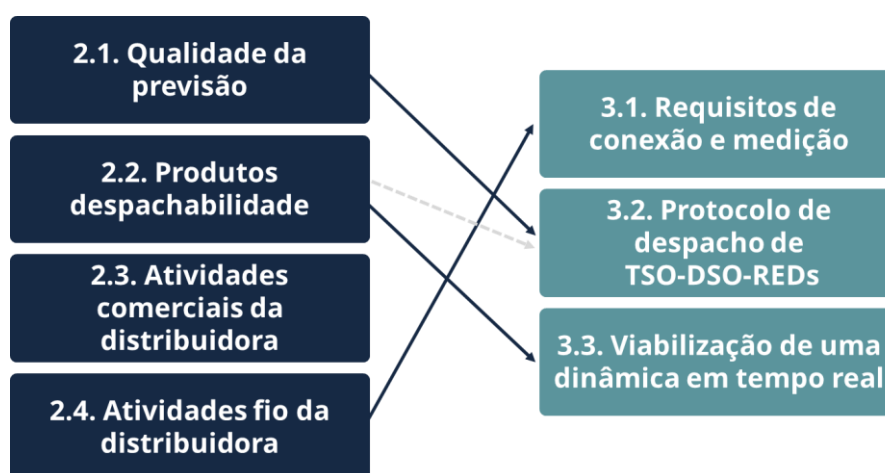
1. A **sistematização de requisitos de conexão**, ligada fundamentalmente à macro iniciativa de *atividades fio da distribuidora*, mas também relacionando-se de forma mais tangencial com a macro iniciativa de *atividades comerciais da distribuidora*. O objetivo central desta atividade

é a melhoria de regras, sistemas e protocolos das distribuidoras para se tornarem um DSO, com foco na sua relação com os REDs conectados à sua rede.

2. A **criação de protocolos para despacho de REDs pelo DSO a partir de comandos do TSO** é um segundo elemento importante, ligada fundamentalmente à macro iniciativa de *qualidade da previsão*, mas também tendo alguma interface com a macro iniciativa de *produtos flexibilidade*. Esta atividade trabalha principalmente a interface entre o TSO e o DSO, criando uma estrutura mínima (atualmente inexistente no Brasil) para que o DSO possa ser o intermediário de instruções de despacho indicadas pelo TSO, abrangendo estudos eletroenergéticos de curto e curtíssimo prazo.
3. A **viabilização de uma dinâmica em tempo real** entre o TSO e o DSO representa o terceiro elemento chave, novamente muito próximo à macro iniciativa de *qualidade da previsão*, e novamente apresentando alguma interface com a macro iniciativa de *produtos flexibilidade*. Esta atividade representa uma “continuação” da iniciativa anterior, construindo a partir do arcabouço inicial no capítulo 4 a inserção de elementos adicionais que possibilitem a comunicação e controle na operação em tempo real.

A Figura 1 a seguir sintetiza esta correspondência entre as macro iniciativas introduzidas no relatório 2A e estas três iniciativas focais selecionadas para aprofundamento neste relatório 2B.

Figura 1: Correspondência entre as macro iniciativas exploradas anteriormente e as iniciativas focais deste relatório



É importante destacar que os elementos específicos para implementação de cada uma destas três iniciativas serão objeto dos relatórios da Fase 3, que inclui ações técnicas e regulatórias – permitindo assim inclusive aproveitar sinergias entre as três iniciativas (caso, por exemplo, todas as três exijam mudanças em uma mesma regulamentação). O objetivo deste relatório, ainda no contexto do *desenho conceitual* das alternativas que é escopo da Fase 2 do Projeto ONS-DSO, é mapear os principais

elementos que devem fazer parte destas iniciativas para que elas possam funcionar. Em particular, endereçamos as seguintes questões centrais:

- *Como a iniciativa focal se situa no mapa das macro iniciativas introduzido no relatório II-A? Como dialoga com o tema da “interface TSO-DSO”?* Nesta seção inicial de caracterização, utilizamos a linguagem de “eixos” introduzida no relatório anterior para caracterizar as iniciativas selecionadas, assim situando-as no espectro de iniciativas possíveis.
- *Quais seriam as principais componentes que precisam ser endereçadas para o sucesso da iniciativa?* Visto que todas as iniciativas focais selecionadas são bastante ambiciosas e complexas, é relevante “decompô-las” em atividades ou “sub-iniciativas” para sua própria organização e estruturação. Uma forma de subdivisão foi desenhada para cada iniciativa com este objetivo.
- *Quais seriam os principais agentes responsabilizados, e que tipo de remuneração e incentivos estão previstos?* É importante estar ciente das expectativas impostas a diferentes tipos de agente – seja o Regulador, TSO (neste caso, o ONS), distribuidoras (seja dentro da sua competência de DSO ou na interface com outras competências), todo tipo de REDs (incluindo usinas do Tipo III), e agregadores. De um modo geral, novas exigências e responsabilidades devem ser acompanhadas de uma remuneração ou incentivo econômico que possa cobrir os custos associados – ou, preferivelmente, que aloque aos agentes os ônus e bônus associados ao cumprimento destas novas responsabilidades.
- *Quais as principais conclusões e síntese da iniciativa são identificadas para revisões ou elaboração de novas regras? Quais sistemas e protocolos precisam ser desenhados e implantados?*
- Finalmente, cabe concluir a apresentação com uma síntese de alguns dos principais elementos de cada uma das iniciativas focais.

3 REQUISITOS DE CONEXÃO E MEDIÇÃO

3.1 Caracterização

A temática central desta iniciativa está relacionada à modernização das regras que governam a relação entre o DSO e os REDs. Embora evidentemente seja relevante que o TSO e o Regulador estejam envolvidos neste estabelecimento das novas regras em conjunto com as distribuidoras, a operacionalização desta iniciativa, uma vez regulatoriamente instituída, dependeria pouco de uma dinâmica entre o TSO e o DSO. A ideia é que a distribuidora possa estar empoderada, a partir desta regulamentação, para tomar algumas ações de gestão como DSO nos temas relacionados à interface TSO-DSO que serão objeto das iniciativas discutidas nos Capítulos seguintes. Devido a esta característica fundamental de se “organizar” as regras fundamentais que regem a atividade de DSO e a relação entre o DSO e os REDs, a iniciativa focal dos requisitos de conexão é uma condicionante para praticamente qualquer outra iniciativa.

Tal como indicado no Relatório II-A, em termos dos eixos que caracterizam a macro iniciativa de *atividades fio da distribuidora*, podemos caracterizar esta iniciativa focal da seguinte forma:

- Em termos do eixo *tipos de desafio contemplados*, o foco central desta iniciativa está no produto potência ativa (em particular criando mecanismos que possibilitem uma maior despachabilidade de recursos localizados na rede de distribuição), embora os requisitos de conexão possam ser desenhados de modo a endereçar também outras preocupações da operação da rede de distribuição se cabível.
- Em termos do eixo *autonomia de curto prazo da distribuidora*, esta iniciativa visa aumentar significativamente o grau de autonomia atual, endereçando tanto mecanismos de corte emergencial de excesso de geração distribuída (de responsabilidade integral do DSO) quanto o papel da distribuidora como intermediador em outros mecanismos envolvendo o TSO (vide Capítulo 4), motivados por situações de contingência, emergência ou não contemplados nos critérios de risco do planejamento da expansão.
- Em termos do eixo *autonomia de longo prazo da distribuidora*, este não é o tema principal da iniciativa proposta: a distribuidora teria um grau de autonomia (particularmente no que diz respeito à estruturação das suas relações com os REDs conectados à sua rede para fins operacionais), seguindo as diretrizes (particularmente no que diz respeito à definição dos requisitos explícitos de conexão) definidas de forma centralizada pela ANEEL, com o apoio do ONS.

Como indicado no Capítulo 2, esta iniciativa focal também se relaciona tangencialmente com a macro iniciativa de *atividades comerciais da distribuidora*. Vale destacar que as atividades comerciais da distribuidora podem ser tratadas de forma totalmente separada da atividade DSO (que é relacionada à atividade “fio” da distribuidora): caso a distribuidora atue como agregador, por exemplo, esta relação (comercial) com os REDs deve ser totalmente separada da relação física e operativa que a distribuidora tem com *todos* os REDs conectados no seu sistema de distribuição. Com esta separação em mente, e tendo em vista a oportunidade da renovação das concessões de distribuição, endereçaremos neste Capítulo a possibilidade de sistematização de algum elemento relacionado a estas atividades centrais da distribuidora (vide seção 3.2.1).

3.2 Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes

Esta seção descreve os principais componentes que precisam ser endereçadas para o sucesso da iniciativa, tendo em vista que todas as iniciativas selecionadas são bastante ambiciosas e complexas, é relevante “decompô-las” em atividades (ou “sub-iniciativas”) para sua própria organização e estruturação. Uma forma de subdivisão foi desenhada para cada iniciativa com este objetivo, detalhada nos cinco componentes a seguir:

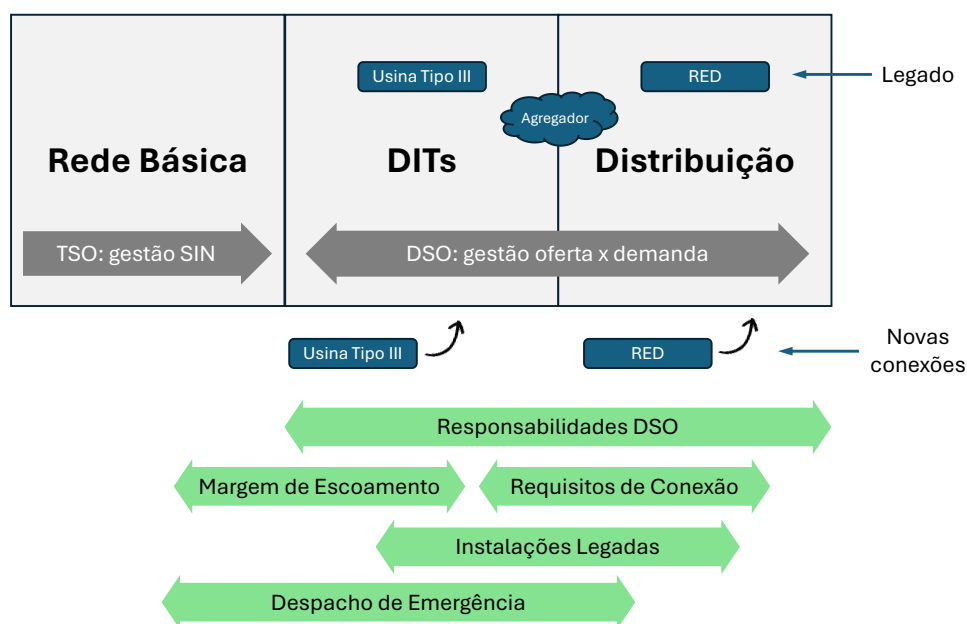
- **Responsabilidades da Distribuidora como DSO:** Esta componente aborda o papel da distribuidora como DSO, destacando suas atribuições relacionadas à instalação de sistemas de medição, à previsão de carga líquida e geração distribuída, e à implementação de ações de despacho de REDs, especialmente em situações críticas para o SIN sob comando do TSO.
- **Normativas sobre Margem de Escoamento:** Esta etapa trata do estabelecimento de regulamentos que assegurem a reserva de capacidade na rede de distribuição, bem como a divulgação periódica de margens de escoamento disponíveis, de forma a garantir previsibilidade nos processos de conexão dos REDs e evitar congestionamentos na rede, incentivando decisões de investimento eficazes pelos agentes.
- **Requisitos de Conexão:** Aqui se define o conjunto de requisitos técnicos e operacionais que os REDs, devem cumprir para se conectarem à rede, com foco em dispositivos de desconexão seletiva, capacidade de atuação remota e sistemas de comunicação compatíveis com as demandas de controle e despacho, além de supervisão.
- **Legados e Tipos de Agentes a Tratar Separadamente:** Discute-se como abordar as instalações de REDs já existentes, avaliando os custos e benefícios de adaptações técnicas e propondo

cronogramas de transição ou incentivos para que esses agentes adotem o novo modelo despachável, preservando a harmonia e segurança regulatória.

- **Sistematização do Despacho de Emergência e Contingência:** Por fim, esta iniciativa foca no desenvolvimento de um mecanismo para ações rápidas em casos de contingência ou excesso de geração, incluindo critérios claros para priorização de cortes, em caso de necessidade sistêmica informada pelo TSO, e padronização de registros operacionais que permitam auditoria e validação regulatória.

A **Figura 5** abaixo ilustra a decomposição das principais iniciativas que passarão a ser descritas nas seções seguintes.

Figura 2: Componentes de viabilização do DSO na atividade fio.



Outros refinamentos (como, por exemplo, ajustes feitos à previsão e/ou instrução de despacho ao longo da operação intradiária) poderão ser objeto de iniciativas posteriores.

3.2.1 Responsabilidades da distribuidora como DSO

Cabe lembrar que, na regulamentação vigente[1], tal como exposto no Relatório II-A, o DSO não tem a prerrogativa de atuar sobre a oferta (produção) e nem sobre a demanda (carga), mas garantir o livre acesso de modo que os usuários da rede tenham condições de injetar e consumir o montante que desejam, nos limites contratuais e nas condições indicadas no acesso à rede de distribuição. A única situação possível se restringe às intervenções de manutenção, segurança ou contingência.

Evidentemente, o DSO precisa projetar a necessidade dos agentes conectados e, por consequência, desenvolver um plano de investimentos para atender adequadamente aos limites operacionais preconizados na regulamentação (qualidade do serviço e do produto) para o horizonte de planejamento. O regulamento[2] também indica a utilização das melhores práticas de operação e modernidade das técnicas, sob a ótica do investimento prudente.

Contudo, a operacionalização desta iniciativa, tal como concebida, passa necessariamente por uma revisão e explicitação de novas responsabilidades da distribuidora na condição de DSO, inclusive, já prevista na proposta de minuta do aditivo contratual em atendimento ao Decreto 12.068/2024 [3], que a ANEEL disponibilizou no âmbito da Consulta Pública nº 027/2024, ainda não concluída:

“ CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

I. operar o sistema de distribuição, implementando, conforme regulação da ANEEL, centros de operação e controle para gestão ativa de oferta e demanda, otimização de uso da rede, tecnologias de monitoramento e análise dos dados em tempo real, em colaboração contínua com outros agentes e de forma coordenada e colaborativa com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;”

Segundo a redação acima, elaborada em conjunto com o ONS na etapa prévia à abertura da CP 27/2024, o DSO passaria a ter, explicitamente, a prerrogativa para “gestão ativa de oferta e demanda” como instrumento para otimizar o uso da rede, cujo detalhamento dependeria de regulamento da ANEEL, Procedimentos da Distribuição - PRODIST ou Procedimentos de Rede. Há de se avaliar se os DSOs que não contêm esse dispositivo contratual, também se subordinariam ao mesmo regulamento a ser desenvolvido pelo regulador. Opina-se que, nos casos de necessidade sistêmica, em particular, de segurança eletroenergética e/ou contingência ou emergência do SIN, a regulamentação que venha a tratar das iniciativas do DSO, tal como preconizado nesta seção, seja aplicável independentemente do termo contratual supracitado.

Para que as responsabilidades do DSO atendam, mesmo que parcialmente, as necessidades sistêmicas do TSO, cabe estruturar, organizar e regulamentar as competências integradas TSO-DSO para alcançar uma gestão mais racional dos recursos distribuídos. Neste contexto, indica-se os seguintes aspectos que merecem destaque com relação à explicitação de responsabilidades da distribuidora como DSO:

- **Protocolo de comunicação:** tanto para o recebimento de informações dos REDs quanto nos casos de telecontrole, será necessário especificar e padronizar o protocolo funcional e tecnológico para garantir a intercambialidade, modicidade tarifária e segurança da comunicação [4]; os protocolos precisam ser abertos e normatizados pela ABNT. Esta é uma peça fundamental para operacionalização dos mecanismos descritos na seção 3.2.4 e nos Capítulos 4 e 5.
- **Medição:** os DSOs são responsáveis pela instalação, operação e manutenção de sistemas de medição que garantam a observabilidade dos fluxos de potência e demais grandezas elétricas relevantes na rede de distribuição [5]. Neste sentido, será necessário implementar uma medição dedicada para diferenciar a geração de REDs (incluindo Usinas Tipo III e micro e minigeração) e o consumo das instalações conectadas. Isso é essencial para o gerenciamento eficiente com confiabilidade dos recursos, possibilitando o mecanismo de corte de geração emergencial da seção 3.2.4 e do produto de despachabilidade do Capítulo 4, além de possibilitar melhorias na previsão.
- **A distribuidora deve estar pronta para tomar qualquer ação referente aos mecanismos explícitos da interface TSO-DSO**, e cujos protocolos de funcionamento serão detalhados nos Capítulos seguintes (Capítulos 4 e 5). Em particular, estas obrigações incluem:
 - **Declaração da previsão da carga líquida nos pontos de fronteira:** o DSO passa a desenvolver, declarar e se responsabilizar pela previsão da carga, bruta e líquida, nos pontos de fronteira com a Rede de Operação, de modo a prover as informações necessárias para o ONS consolidar a previsão da carga dos estudos de planejamento e programação da operação na periodicidade e horizonte a serem definidos em regulamento da ANEEL, PRODIST ou Procedimentos de Rede;
 - **Relacionamento operacional com REDs:** o DSO passa a compor novos protocolos de relacionamento operacional com os REDs, de modo que possa operacionalizar, no tempo e no montante esperados, a gestão ativa de oferta e demanda no âmbito da distribuição (DITs e redes de distribuição), tal como determinado pelo ONS e especificado em regulamento da ANEEL, PRODIST ou Procedimentos de Rede;
 - **Recepcionar e executar as metas de despacho de curto prazo do ONS:** o DSO passa a recepcionar, gerenciar e executar as medidas necessárias, no âmbito da distribuição (DITs e redes de distribuição), para atender às metas de limites dinâmicos

determinados pelo ONS para cada barra de fronteira com a Rede de Operação, nos casos suscitados por contingência/emergência/segurança do SIN, passando a contar com procedimentos integrados junto ao TSO;

- **Competência para desconexão, limitação ou incremento do despacho das instalações de produção no âmbito da distribuição:** nos casos suscitados por contingência/emergência/segurança do SIN, o DSO passa a atuar direta ou indiretamente, sobre o despacho das instalações de produção conectadas em suas redes de distribuição, tanto as atuais Usinas Tipo III quanto os demais REDs; a abrangência das instalações passíveis de atuação pelo DSO seria definida pela ANEEL, PRODIST ou Procedimentos de Rede nos requisitos de conexão. Este mecanismo será detalhado na seção 3.2.4.

Oportuno observar que as medidas a dispor do DSO não se limitam à desconexão e limitação da injeção pelos REDs, mas de igual modo, podem contar com a atuação direta ou indireta, sobre a demanda das instalações de consumo, a realocação de blocos de carga/geração entre circuitos, a adoção de tecnologias para armazenamento de energia e, em alguns casos, resposta da demanda e promoção do deslocamento da curva de carga do consumidor (*peak shaving* e *valley filling*).

As novas responsabilidades indicadas acima são prerrogativas necessárias para operacionalizar as iniciativas a serem indicadas nas seções seguintes.

3.2.2 Normativas com respeito à margem de escoamento

No curso da decomposição das iniciativas necessárias para instaurar a gestão ativa de oferta e demanda pelo DSO, que passaria a compor sua competência das atividades fio da distribuidora, também é necessário reestabelecer os requisitos de conexão dos novos acessantes [6], de modo a garantir a disponibilidade dos novos recursos descentralizados (conectados no âmbito da distribuição) ao DSO.

Antes disso, objetivando trazer sob perspectiva a harmonia da evolução do mercado dos REDs com os ativos de redes adequados para o seu pleno funcionamento, por oportuno indica-se reforçar os seguintes requisitos sob a ótica do médio e longo prazo:

- **Regulamentar medida de reserva de capacidade na distribuição:** aplicável aos ativos de distribuição, DITs e regiões próximas aos pontos de fronteira, tanto em condições de fluxo importador quanto exportador. Essa medida servirá como base para alavancar as decisões de investimento por parte dos agentes de transmissão e distribuição, além de reforçar os

esforços para evitar futuros congestionamentos nas redes. Caso esses congestionamentos ocorram além dos níveis planejados, a responsabilidade não será atribuída ao agente fio;

- **Publicar margem de escoamento na rede de distribuição:** manter informação pública e atualizada, nos termos previstos no Inciso XVI da Cláusula Terceira do Aditivo Contratual proposto para atendimento ao Decreto nº 12.068/2024:

“ CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

*Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, **constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:***

*XVI. disponibilizar, em seu sítio eletrônico, informações sobre disponibilidade de carga, **carregamento atual e projetado**, fluxos de potência e demais informações necessárias à facilitação dos processos de conexão de usuários, incluídos aqueles que fazem uso da microgeração e minigeração distribuída, conforme regulação da ANEEL.” (grifo nosso)*

3.2.3 Requisitos de conexão para REDs

Na dimensão de curto prazo, para os novos acessos⁴, tanto dos REDs quanto das usinas atualmente classificadas como Tipo III, faz-se necessário aprimorar os seguintes requisitos de conexão:

- **Meio de comunicação:** os REDs devem estar aptos para a troca de informação com o DSO conforme o protocolo de comunicação definido. Como indicado anteriormente, o DSO pode ter alguma flexibilidade para definir a melhor opção de comunicação; recomenda-se que os custos de investimento e operacionais, além da efetiva qualidade de cada meio de comunicação, sejam objeto de uma Análise de Impacto Regulatório – AIR pela ANEEL, inclusive para se definir os casos prioritários para atuação remota (telecomandada); compreende-se que seja um custo do agente conectado (DSO);
- **Dispositivos de desconexão controlada:** explicitar que a ligação deverá contar com dispositivos de desconexão controlada dos equipamentos de consumo separados dos equipamentos de produção de energia elétrica; tal medida busca aumentar a eficácia das medidas de restrição controlada da injeção de potência, quando necessário, sem prejudicar o consumo da instalação; recomenda-se priorizar os casos de maior potência de geração e

⁴ Inicialmente sugere-se que estes requisitos sejam aplicados apenas para novos acessantes, mas pode-se pensar em um período de transição para aplicá-los também aos agentes legados.

indicar como opcional para os demais casos; cabe observar que o RED existentes sem a capacidade de desconexão seletiva fica mais exposto a um desligamento de toda a sua instalação, não somente da geração, mas também da carga; compreende-se que seria um custo do agente acessante (Usina Tipo III e MMGD);

- **Atuação de controle remoto:** os requisitos de conexão também deverão prever sistemas de telecontrole para atuação remota dos dispositivos de desconexão, seja pelo DSO ou operador do RED; o regulamento deverá prever a abrangência desta funcionalidade, recomendando-se priorizar os casos de maior potência de geração e indicar como opcional para os demais casos; cabe observar que as instalações atendidas pelo DSO, sem a atuação remota do RED, ficam mais expostas a uma interrupção generalizada nos casos de necessidade de atuação rápida; também possibilita a participação dos mecanismos de despacho da seção 3.2.4 e dos Capítulos 4 e 5; compreende-se que seria um custo do agente conectado (DSO);
- **Limitador de potência ativa:** os dispositivos eletrônicos de controle das instalações dos REDs deverão contar com funcionalidades para limitação da injeção e/ou do fornecimento à rede; essa funcionalidade irá contribuir para limitar medidas mais drásticas tal como a desconexão do canal de produção e de consumo; a atuação da funcionalidade pode ser local ou remota, ativa ou passiva; compreende-se que seja um custo do agente acessante (Usina Tipo III e MMGD);
- **Acordo Operativo:** atualizar o conteúdo do acordo operativo, introduzindo os conceitos supracitados, com ênfase nos protocolos de comunicação e controle da operação, inclusive prevendo maior abrangência para os REDs e neutralidade tecnológica;

Notar que a capacidade de despacho concedida às Usinas Tipo III enseja a criação de uma nova modalidade de operação de usinas (por exemplo, Usina III-A), agora sob acionamento direto do DSO, por necessidade sistêmica indicada pelo ONS. Essas definições deverão ser revistas no Submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede.

3.2.4 Legados e tipos de agentes a tratar separadamente

Os requisitos de conexão indicados anteriormente se aplicariam aos novos acessantes, com avaliação da *abrangência* a partir de um AIR. Em adição, cabe também avaliar os custos e benefícios, por meio de uma **Análise de Impacto Regulatório (AIR)**, para tratar as instalações legadas, ou seja, que já estão em operação ou que tenham solicitado acesso antes da vigência dos novos requisitos.

Os legados não devem ser obstáculo para a reforma no sentido da integração TSO-DSO. Ao contrário, embora o “caso-base” de uma reforma seja manter todos os direitos e tratamentos especiais dos legados, pode haver a possibilidade, dentro da regulação vigente [7], de aplicar as novas regras mesmo a esses agentes (idealmente de forma voluntária ou transitória). Uma regra que altere a situação desses agentes deve ser tratada com muito cuidado e ser objeto de AIR separada. Ou seja, a regra base detalhada nas outras seções e Capítulos desse relatório pode ser objeto de AIR própria, tratando os legados de forma estritamente voluntária.

É fundamental ressaltar que o contexto atual e projetado para os próximos anos pode ensejar medidas urgentes e de grande porte para mitigar ou evitar prejuízos de grande abrangência, tal como desequilíbrio do SIN e consequente desligamento de grandes blocos de carga, motivados não pela restrição da geração, mas pelo seu excesso não controlado.

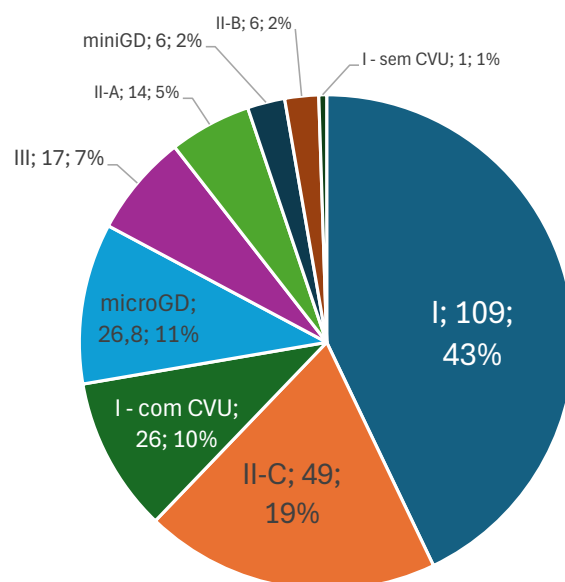
Por esse motivo, pode-se endereçar uma atuação do Operador por meio de medidas urgentes, severas e transitórias, desconsiderando o curso ordinário da formação de um novo regulamento, caracterizado por uma **situação de exceção**. Os atributos que podem ser utilizados são: explorar o caráter *voluntário* das iniciativas, fazer uso de aplicações *piloto* (*sandbox* regulatório) e, no extremo, determinar a desconexão de agentes ou blocos de usuários para evitar uma extensão maior do problema, ainda que possa suscitar uma quebra do direito individual motivado pelo interesse coletivo.

Outro atributo a ser considerado para a abrangência da capacidade de despacho do DSO é a segmentação do tipo de instalação e seu potencial para colaboração do montante necessário para satisfazer às limitações de controle do SIN. Para tanto, com base nos dados de outubro de 2024, advindos da ANEEL e da CCEE⁵, importa confrontar o potencial de controlabilidade não utilizado (geração descentralizada e não despachável) com a potência instalada total de geração, classificada por tipo de despacho, ilustrado na Figura 3 a seguir.

Importante observar que os recursos descentralizados, que são compostos de Usinas Tipo III, mini e microgeração distribuída (MMGD), todas não despacháveis e sem relacionamento com o ONS, somam **50 GW** e representam **20%** da capacidade instalada de geração de energia elétrica no país de 255 GW.

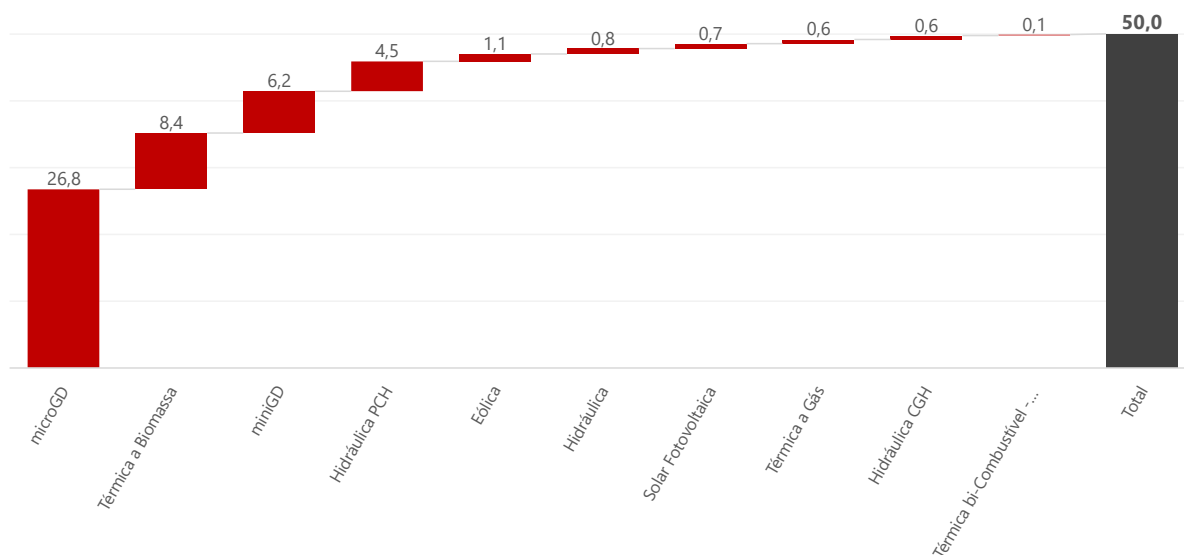
Figura 3: Perfil da potência instalada por tipo de despacho (valores em GW e em %) Fonte: CCEE e ANEEL.

⁵ <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao> e <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>



A decomposição das instalações passíveis de controle, objeto deste estudo, é ilustrada na Figura 4, cujo perfil indica que as três principais instalações (MMGD, usinas térmicas a biomassa e PCHs), conjuntamente, respondem por **46 GW** ou 92% da capacidade instalada descentralizada.

Figura 4: Perfil da potência instalada das instalações não despacháveis (valores em GW) Fonte: CCEE e ANEEL.



Mesmo que o maior potencial de geração esteja na microgeração distribuída, a potência média das instalações é muito menor que as demais, o que pode conduzir a uma priorização da adequação das instalações por potência instalada, maior para menor, além de outros fatores detalhados a seguir.

Cada intervenção pode ter um custo relativo diferente, o que suscita estabelecer um indicador de priorização, por exemplo, pelo *custo de adequação dividido pela capacidade instalada*.

Em adição, é necessário inclusive considerar a capacidade de modulação do agente, que difere, por exemplo, a depender da fonte de energia. Um gerador hidráulico teria maior facilidade em transferir sua geração de um dado horário para outro, a depender da capacidade de armazenamento, o que não ocorre com um gerador fotovoltaico sem equipamentos para armazenamento de energia. Já o gerador térmico a biomassa precisaria avaliar sua dinâmica de produção sazonal e o seu impacto na eficiência da geração de energia e velocidade para entrada e saída de operação. O autoprodutor, dada a sua competência de gestão dupla, poderá contribuir de forma ativa e dinâmica, caso a sinalização econômica seja adequada.

Ainda, é possível que os geradores que comercializam energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) já tenham um despacho menor nos momentos de maior injeção, o que significaria uma modulação em decorrência do preço do mercado. Tal sinalização econômica não ocorre no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual estão submetidas as instalações de MMGD, na sua grande maioria, de pequena potência.

A figura abaixo ilustra o perfil da potência instalada de todas as instalações de produção no âmbito da distribuição (Usinas do Tipo III e MMGD), ordenadas por potência instalada. Os dados são de julho/2024, e somam cerca de 50 GW, que representa cerca de 20% da capacidade de produção de energia elétrica do país. Como se pode observar, o que se evidencia na Tabela adiante, é que há uma grande concentração de potência instalada descentralizada de instalações de maior porte, assim, cerca de 30% da potência descentralizada se concentra em 499 instalações com capacidade de 10 MW ou superior. Ao incluir a potência limite para minigeração distribuída, passaríamos a cerca de 51% da potência total, contudo, somando quase 50 mil instalações. Já, a outra metade, se encontra nas instalações em baixa tensão de microgeração distribuída.

Figura 5: Perfil da potência instalada das instalações não despacháveis (valores em GW) Fonte: CCEE e ANEEL.

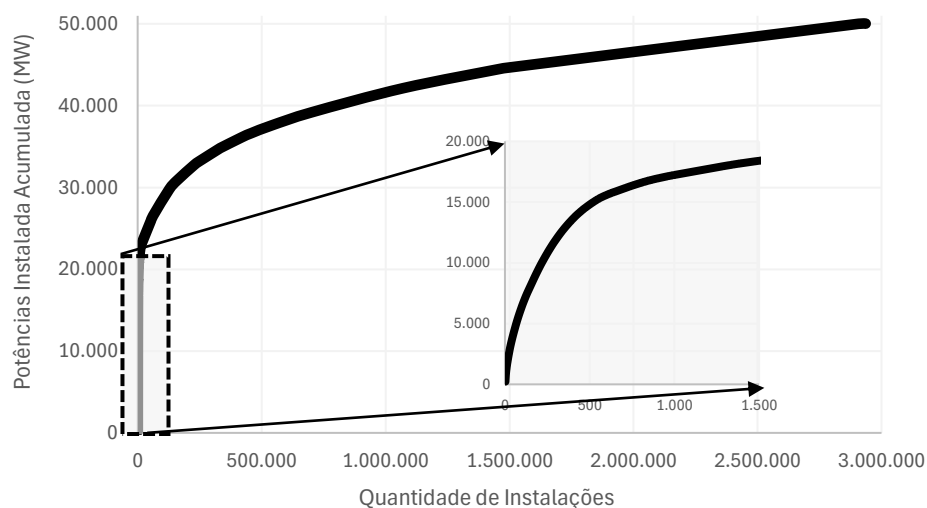


Tabela 1: Decomposição das instalações de produção não despacháveis (fonte: CCEE e ANEEL).

Limite (kW)	Usinas Tipo III	Instalações MMGD	Total Instalações	Potência Acumulada (GW)	% Potência
≥ 0	1.325	2.934.949	2.936.274	50,0	100%
≥ 10	1.318	672.928	674.246	38,9	78%
≥ 30	1.311	181.243	182.554	31,6	63%
≥ 75	1.305	48.427	49.732	25,7	51%
≥ 225	1.281	6.246	7.527	22,1	44%
≥ 1.000	1.056	2.080	3.136	20,2	40%
≥ 2.000	891	576	1.467	18,3	37%
≥ 5.000	687	30	717	16,2	32%
≥ 10.000	499	0	499	14,8	30%
≥ 20.000	305	0	305	12,0	24%
≥ 50.000	62	0	62	4,9	9,7%
≥ 100.000	10	0	10	1,6	3,1%

Finalmente, caso se conclua pela adequação das instalações legadas, além de se definir a priorização cabe também estabelecer um período de adequação das instalações existentes, a título de transitoriedade do modelo não despachável para despachável, na medida da necessidade temporal do ONS e da capacidade de adequação do DSO e dos agentes detentores dos ativos de produção (Usinas Tipo III e MMGD).

3.2.5 Mecanismo de gestão emergencial: Sistema Especial de Proteção

O aumento das instalações que contam com produção de energia no âmbito da distribuição requer uma revisão dos critérios de atuação do **Sistema Especial de Proteção (SEP)** [8] [9], medida também referenciada no aditivo contratual para atendimento ao Decreto nº 12.068/2024:

“CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste CONTRATO, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

*IX. adotar as soluções decorrentes do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, especialmente aquelas relacionadas aos **Sistemas Especiais de Proteção – SEP;**”(grifo nosso)*

Lembrando que o SEP é um esquema desenhado para tratar situações de contingência identificadas nos estudos elétricos do SIN e para executar ações operativas automáticas e predeterminadas para diminuir o impacto aos usuários. Assim, o SEP é um instrumento de proteção para garantir um nível de confiabilidade do sistema, ainda que envolva corte de geração ou de carga.

Nos casos nos quais não se requer uma ação automática, pode-se disparar o **Esquema de Controle de Emergências (ECE)** como medida de controle em situação de alerta. A atuação do ECE pode ou não levar a uma atuação por parte do Operador.

No caso de inversão de fluxo da distribuidora para a Rede de Operação, situação que tem alcançado maior impacto e em maior frequência nos últimos anos, alguns ativos ou porções da Rede Básica podem, a depender do montante de potência injetado, alcançar limites de potência que afetem o nível de confiabilidade do sistema. Nestes casos, pode ser necessária a atuação do ECE, contudo, diferente das situações ordinárias, suscitar corte e/ou limitação da injeção dos REDs no âmbito da distribuição (DITs e redes de distribuição) por meio de comando do TSO, mas despachado pelo DSO.

Num caso extremo, no caso de uma ocorrência e saída de um equipamento importante que ponha em risco equipamentos e a controlabilidade da rede, pode-se requerer uma atuação de SEP, por meio do desligamento automático e gradual dos blocos de usuários que contenham maior injeção de energia elétrica – e não de carga, tal como do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) – que poderia ser denominado **Esquema Regional de Alívio de Injeção (ERAI)**. A diferença com relação aos sistemas convencionais de contenção da contingência é que a identificação ocorre em um dado local

(transmissão) pelo TSO, mas a ação deve ocorrer em outro (neste caso, no âmbito da distribuição) sob gestão do DSO.

Neste quesito em particular, onde o DSO passaria a comandar a limitação ou corte de instalações de produção de energia (Usinas Tipo III e MMDG), cabe endereçar o assunto sobre o risco de *conflito de interesses*, caso o DSO detenha, direta ou indiretamente, controle ou resultado sobre as instalações que dispõe para atuar. Ainda que o tema seja amplo e complexo, uma simplificação do procedimento poderia mitigar grande parte deste risco: regulamentar que o DSO precisa atuar na interrupção das instalações com produção de energia na sequência decrescente da potência injetada no momento da recepção do comando do ONS. Desvios de atendimento a esse critério, que pode não ser o melhor, ensejaria uma fiscalização específica pela ANEEL.

Outra medida preventiva seria padronizar os registros dos despachos do DSO, de modo que o ONS e a ANEEL possam avaliar a qualidade da gestão do DSO de forma estruturada e sistemática.

Importante lembrar que a atuação do DSO não se limita a diminuir a potência injetada, mas também gerir outros parâmetros elétricos relevantes na fronteira, de realocar trechos de redes, suscitar deslocamento da demanda e contar com dispositivos de armazenamento de energia próprios ou de terceiros (REDs).

3.3 Responsabilidades e incentivos

No âmbito desta iniciativa específica, alterações nas responsabilidades dos agentes podem afetar o direito econômico dos mesmos, com o advento, por exemplo, de um aumento de despesa ou investimento, alteração da receita, restrição do uso da rede e/ou confiabilidade, que afetarão, majoritariamente o DSO, Usinas Tipo III e REDs, assim como o TSO. Estes fatos justificam identificar a necessidade de realocar regulatoriamente as novas despesas e receitas aos agentes. As novas responsabilidades podem resultar no aumento das despesas e investimentos (como por exemplo, pressionando o valor das tarifas finais), porém, podem também evitar ou até diminuí-los, dada a oportunidade que a exploração de um bom processo de gestão pode acarretar.

A regulamentação por incentivos deverá prover um sinal de avanço rumo à otimização dos custos/oportunidades globais entre os agentes, sendo oportuno compor instrumentos de incentivo à eficiência dos agentes, na própria maneira de se alocar as despesas, receitas e riscos regulatórios, respeitando a legislação vigente.

3.3.1 Distribuidoras (DSO)

No âmbito desta iniciativa específica, ressalta-se a responsabilidade para o DSO de aprimoramento da infraestrutura da rede de distribuição atual, com destaque para os ativos de medição e a infraestrutura de comunicação, incluindo também o investimento em centros de controle mais modernos e a utilização de novas ferramentas tecnológicas que permitam a atuação do DSO dados os novos requisitos apontados neste Capítulo. Destaca-se, ainda, a responsabilidade de gestão do mecanismo de gestão emergencial, apresentado no item 3.2.5 deste Capítulo, gestão do mecanismo de despacho de REDs pelo TSO, tratado no Capítulo 3 que imputa ao DSO a responsabilidade de comunicação com o TSO para envio de dados, previsões e recebimento de despacho e, ainda, responsabilidade do DSO de comunicação com os REDs, de forma a informar e/ou controlar o despacho, dado que o TSO não terá contato com os REDs. Por fim, cita-se ainda a responsabilidade pela gestão do mecanismo de viabilização de uma dinâmica na operação em tempo real (tratado no Capítulo 5) em que o DSO segue como intermediador entre TSO e REDs.

Dentre as novas responsabilidades atribuídas ao DSO no contexto da macro iniciativa de *atividades fio da distribuidora*, de forma geral, compreende-se, lastreado pela redação proposta na minuta do Inciso I da Cláusula Terceira do novo Aditivo Contratual, na CP nº 27/2024 ainda não concluída, que a atividade de “gestão ativa de oferta e demanda” compõe uma das atribuições ordinárias do DSO, de modo que a sua exploração deva ser contemplada na estrutura regulatória de sua despesa e receita, além de ser submetida a controle externo pela ANEEL, neste caso, em adição, com a participação do ONS. Portanto, não se trata de atividade adicional, extraordinária ou competitiva, mas de atividade central, ordinária e exclusiva do concessionário.

Em linhas gerais, as novas responsabilidades são suscitadas pelo impacto da operação dos RED no SIN. Em especial, não estão aqui contempladas novas atribuições para tratar da gestão da oferta e demanda pelo DSO suscitadas por necessidade exclusiva da operação das redes de distribuição, mas que, por oportuno, também possam ser utilizadas para esse propósito.

Segundo o regulamento vigente [10], o investimento prudente para cumprimento das atividades fio da distribuidora é refletido na receita tarifária do DSO. Em compensação, alguns ativos estão contemplados numa fórmula paramétrica em função do ativo total registrado pela distribuidora (Ativo Imobilizado em Serviço - AIS), de modo que o investimento incremental em sistemas, tais como *Advanced Distribution Management System* (ADMS), não são refletidos na proporção do investimento realizado, mas marginalmente com base no AIS.

Os custos operacionais [11], atualmente, são estabelecidos a partir de um modelo de avaliação comparativa (*benchmarking*) adotando o método *Data Envelopment Analysis* (DEA). Todavia, os insumos (rubricas dos custos operacionais) são confrontados por meio de um grupo de produtos (comprimento total das redes, mercado ponderado, número de consumidores, consumidor hora interrompido e perdas não técnicas) que podem não representar o nível de inserção dos REDs, a ponto de distinguir adequadamente a necessidade de uma concessão com maior impacto relativo dos recursos descentralizados. O investimento e custeio do sistema de comunicação seria alocado ao DSO.

Pode-se estender o incentivo à boa gestão dos recursos descentralizados por meio de um indicador adicional como redutor do Fator X [12], que influencia na revisão tarifária das distribuidoras. Naturalmente, o montante e tempo de atuação devem ser compatíveis com o potencial e capacidade de operação do DSO, previstos no planejamento e na programação da operação integrada com o TSO. Em contrapartida, as repercussões relativas à qualidade do serviço e do produto aos usuários resultantes da atuação suscitada por desequilíbrio da injeção nas condições previstas no planejamento, devem ser atribuídas aos usuários da distribuidora. Já o risco da alocação da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PIS) e da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) do MUST na fronteira [13], nas condições não previstas no planejamento, devem ser atribuídas ao TSO.

3.3.2 REDs e agregadores

Como consequência das novas atribuições das atividades do DSO, materializadas pela gestão ativa da carga e da injeção no âmbito da distribuição, os detentores dos recursos descentralizados (Usinas Tipo III e MMGD) são afetados na sua estrutura de despesas, necessárias para adequar o sistema de proteção e comunicação, para desconexão controlada assistida. Também são afetados em sua receita, dado que a limitação da produção de energia pode não ser recomposta (no caso das fontes variáveis) ou pode não ocorrer no mesmo preço originalmente alocado para aquele período.

Atualmente, não há mecanismo de alocação dos custos associados a restrição ou deslocamento da produção de energia das Usinas Tipo III e da MMGD.

A regulamentação atual conta com o seguinte mecanismo de alocação dos custos para requisitos de conexão ou adequações em instalações existentes: os requisitos de conexão definem a responsabilidade de quem deve arcar com as despesas de desconexão, em geral, na média e alta tensão, ao usuário, e na baixa tensão, ao DSO, quando existente. Por outro lado, adequações de instalação já existentes, aprovadas segundo um normativo diferente, podem não ser imputados ou, caso sejam, se costuma alocar ao DSO.

Os custos desta iniciativa irão depender da modalidade de exploração do recurso: se comercializado no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), tal como das Usinas Tipo III, ao valor contratado e, eventualmente, ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), no caso de exposição; se transacionado no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), tal como da MMGD, ao valor regulado da tarifa das instalações receptoras do excedente produzido.

Já os valores de investimentos necessários para adequação das instalações precisam ser avaliados para cada tipo de agente: Usinas Tipo III, em geral, já contam com dispositivos de desconexão e de comunicação; minigeração distribuída, em alguns casos, já contam com dispositivos de desconexão e telecontrole; microgeração distribuída, na grande maioria dos casos, não tem atualmente e nem possuem previsão de incluir dispositivos de desconexão exclusivos para a geração e atuação remota.

Os riscos desta nova iniciativa, em particular, da geração frustrada, não cabe ao detentor do recurso descentralizado (Usina Tipo III e MMGD), a não ser nos casos indicados por ocasião da emissão do Parecer de Acesso, devendo ser ressarcido de forma coletiva pela classe de consumo no âmbito da distribuição, seguindo a lógica de alocação do SEP. Não obstante, no caso de atuação de corte da instalação que não seja objeto de despacho do DSO (por exemplo, RED conectados anteriormente aos novos requisitos de conexão, corte regional por insuficiência na gestão do DSO), a geração frustrada, assim como a energia não distribuída aos usuários de consumo, não ensejam compensação e nem ressarcimento, passando a se configurar como risco ao RED. Essa alocação pode, inclusive, incentivar a adesão voluntária dos agentes descentralizados (legado) ao despacho do DSO.

As atividades fio da distribuidora não se confundem com as atividades comerciais do DSO, que podem ser exploradas de forma competitiva com os *agregadores* de serviços. Basta observar a função dos agregadores de juntar agentes, por adesão ao sistema de despacho do DSO, e operacionalizar a representação dos agentes no planejamento e programação da operação. O incentivo regulatório deverá levar a um custo global menor do que pela exploração exclusiva pelo DSO, dada a capacidade de identificação de potencial e de negociação inerente à atividade comercial dos agregadores. O custo da transação poderá ser mitigado mediante plataformas digitais compartilhadas, o que não seria um entrave para a competição saudável. Novamente, a opção de atuação dos agregadores também requererá cuidados específicos para evitar conflitos de interesse, nos casos nos quais o DSO detenha, direta ou indiretamente, controle ou resultado sobre um ou mais agregadores de serviços, ou sobre os titulares das instalações que os agregadores venham a representar.

3.3.3 TSO e instituições

Ao operador centralizado, o TSO, haverá responsabilidades adicionais, dada a necessidade de criação de um novo processo de planejamento, programação, operação e pós-operação, além do investimento necessário para integração com o DSO. Evidentemente, tal acréscimo em complexidade poderá ser acompanhado pelo respectivo aumento de sua receita, conforme procedimento vigente de apresentação e homologação do orçamento do ONS.

O fato gerador se relaciona com a necessidade da manutenção do nível de confiabilidade do SIN, por meio de novos recursos que venham suprir maior flexibilidade operativa, no contexto de crescente inserção de fontes não controláveis no âmbito da distribuição.

3.4 Conclusões e síntese

Este Capítulo apresentou os Requisitos de Conexão e Medição, enfatizando sua relevância para viabilizar a integração eficiente entre o TSO e o DSO, especialmente no contexto do crescente protagonismo dos REDs. Os tópicos explorados evidenciam a urgência da modernização de regras e protocolos, visando atender às demandas operacionais, regulatórias e tecnológicas que emergem desta integração. Entre as principais conclusões, destacam-se:

- **Modernização dos Requisitos de Conexão:** A atualização e padronização dos requisitos de conexão são fundamentais para que os REDs contribuam de maneira efetiva à flexibilidade e confiabilidade do sistema elétrico, promovendo maior previsibilidade e eficiência.
- **Papel Central do DSO:** O DSO assume um papel estratégico como intermediador na gestão dos REDs, abrangendo responsabilidades como medição, previsão de carga líquida, execução de despachos e implementação de tecnologias de controle.
- **Regulamentações de Margem de Escoamento:** Normativas específicas devem garantir o uso otimizado das redes de distribuição, prevenindo congestionamentos e incentivando investimentos coordenados em infraestrutura de transmissão e distribuição.
- **Tratamento de Instalações Legadas e Novos Acessantes:** Enquanto instalações existentes podem aderir a iniciativas voluntárias ou transitórias, novas conexões devem atender integralmente aos requisitos modernizados, assegurando uma evolução harmônica do sistema.
- **Mecanismo de gestão emergencial:** A adoção de um esquema de controle emergencial será imprescindível para mitigar riscos e gerenciar fluxos reversos na fronteira com as redes de distribuição.

Além disso, o avanço desta iniciativa requer aprimoramentos em diversos normativos setoriais, com destaque para:

- PRODIST: Planejamento (Módulo 2), Acesso (Módulo 3), Operação (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5) e Qualidade (Módulo 8).
- Procedimentos de Rede: Relacionamento com agentes (Módulo 1), Critérios e Requisitos (Módulo 2), Planejamento da Operação (Módulo 3), Programação da Operação (Módulo 4), Operação do Sistema (Módulo 5), Avaliação da Operação (Módulo 6) e Integração das Instalações (Módulo 7).
- PRORET: Custos operacionais (Submódulo 2.2), Base de remuneração regulatória (Submódulo 2.3) e Fator X (Submódulo 2.5).
- Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição – PRODIST (REN 1000/2021): Critérios para conexão, contratos, faturamento, qualidade e sistema de compensação de energia.

Este Capítulo reforça que os Requisitos de Conexão e Medição constituem a base para qualquer mecanismo operacional, como os protocolos de despacho que serão apresentados nos Capítulos 4 e 5. A implementação bem-sucedida dessas diretrizes exige uma infraestrutura modernizada, clareza regulatória e um compromisso sólido dos agentes envolvidos, garantindo a transição eficiente e integrada do sistema elétrico brasileiro.

4 PROTOCOLO DE DESPACHO TSO-DSO-RED

4.1 Caracterização

Esta iniciativa corresponde à sistematização de um mecanismo específico para despacho de REDs devido às necessidades sistêmicas do TSO, mediante intermediação do DSO. Recordamos aqui a condição determinativa de que o TSO não terá nenhum tipo de contato operacional direto com os REDs, sendo a comunicação responsabilidade restrita ao DSO ou agregadores, tanto com o TSO quanto com os REDs. De forma complementar, destaca-se a importância de criação de um arcabouço regulatório e técnico que permita a funcionalidade do mecanismo, explorando eventuais barreiras que poderão ser encontradas, mas com o apontamento de regras “mínimas” para garantir que o mecanismo seja implementado.

A iniciativa apresentada neste Capítulo foi estruturada com intuito de encaixar-se ao máximo nos processos vigentes no fluxograma do ONS, mas também representar um arcabouço sólido a partir do qual refinamentos futuros poderiam ser feitos, ou seja, adaptável a novas necessidades.

Para caracterização do Protocolo de despacho de REDs pelo DSO utilizaremos a linguagem de “eixos” introduzida no relatório anterior (II-A) e, desta forma, com base na macro iniciativa de *qualidade da previsão*, podemos caracterizar esta iniciativa focal da seguinte forma:

- Em termos do eixo ***interface com o mercado***, ao menos em um primeiro momento, a interface seria mínima. Contudo, evidentemente, evoluções do desenho de mercado para formação de preços por oferta poderão englobar tal iniciativa, dada a interlocução entre este mecanismo e uma estrutura de ofertas de preços. Outra evolução de mercado poderá ser a implementação da liquidação dupla como incentivo para o envio de previsões e disponibilidades de geração mais assertivas.
- A ***escala de tempo*** desta iniciativa tem foco principal nas previsões para o dia seguinte (D-1), momento em que é definido o Programa Diário de Operação, com posterior confirmação próximo ao tempo real (D0).
- O ***nível de agregação*** recomendado para esta iniciativa é elevado – nos protocolos de comunicação com o TSO, o DSO deverá ser capaz de suprir a informação de demanda agregada associada à barra de fronteira, separada entre uma componente despachável (tipicamente uma geração, ou uma “demanda líquida negativa”) e uma componente não-despachável.

- A **responsabilização** pelas previsões recai fundamentalmente sobre o DSO, embora este possa fazer uso de previsões dos REDs (ou agregadores/varejistas que os representem) antes de repassar esta informação ao TSO. Caso sejam estabelecidas penalidades em função de desvio entre previsão e medição em tempo o real, o DSO poderá também estabelecer, de forma bilateral, um formato de repasse de tais eventuais penalidades aos agentes responsáveis por causar possíveis desvios, sempre respaldado pela autorização da ANEEL. Pode ser estabelecido um período de transição, sem aplicação de penalidades, de forma a treinar os agentes para o envio e submissão das previsões.

Além disso, como indicado no Capítulo 2, esta iniciativa também possui alguma relação com a macro iniciativa de *produtos despachabilidade*. Destacando este paralelo, podemos classificar elementos desta iniciativa nos “eixos” abaixo descritos:

- Em termos de *antecedência do compromisso* a antecedência é da ordem do dia anterior, ou seja, um produto D-1 – não havendo nenhum tipo de compromisso de longo prazo assumido dentro deste programa.
- Em termos de *antecedência de despacho*, temos novamente uma antecedência da ordem do dia seguinte, ou seja, um despacho D-1 – as principais decisões de despacho são as saídas do Programa Diário da Operação (PDO).
- Em termos de *direção da flexibilidade*, em um primeiro momento espera-se que o protocolo de despacho seja realizado de forma a usufruir da flexibilidade para redução de excesso de geração (curtailment)..
- Em termos de *localidade*, espera-se pouca granularidade, com monitoramento unicamente dos resultados na barra de fronteira gerida pelo ONS (embora o DSO deva incorporar informações da sua rede interna para “transportar” a disponibilidade de um RED para a barra de fronteira, garantindo, ainda, que problemas internos a sua rede não sejam verificados).
- Em termos de *limitações à despachabilidade*, em princípio, não há limites explícitos com relação ao número de acionamentos, sendo o nível de despachabilidade uma **exigência regulatória**, como apresentado no Capítulo. Adicionalmente, podem ser identificadas limitações relacionadas à restrições internas da rede da própria distribuidora, que poderá delimitar a atuação do despacho e que deverão ser internalizadas às previsões submetidas pelo DSO.

No desenho proposto, o DSO assume o papel de agente intermediário, responsável por submeter previsões ao TSO que, por sua vez, deverá fornecer instruções de despacho ao DSO, em caso de

necessidade sistêmica. O DSO, ao receber o comando de despacho do TSO, deverá capilarizar as informações de despacho aos REDs, dado o potencial de despachabilidade dos recursos contidos em sua área de concessão e verificar se esses despachos não trazem impactos à sua rede de distribuição. Uma síntese da estrutura geral do mecanismo é apresentada na **Figura 6** abaixo.

Figura 6: Desenho geral do mecanismo de despacho de REDs pelo DSO a partir de comandos do TSO



4.2 Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes

Esta seção descreve as principais componentes que precisam ser endereçadas para a implantação da iniciativa. Tendo em vista o grau de complexidade das iniciativas selecionadas, estas serão divididas em atividades (ou “sub-iniciativas”) para melhor entendimento, organização e estruturação. A forma de subdivisão desenhada para esta iniciativa focal propõe quais serão os protocolos entre os agentes participantes, ou seja, o conjunto de regras para viabilizar a operacionalização desta iniciativa específica. Os protocolos englobam:

- **Protocolo de envio de previsões nas barras de fronteira**, que rege como o DSO informa as previsões dos REDs ao TSO (descrito na seção 4.2.1);
- **Protocolo de despacho**, que trata sobre a responsabilidade do TSO de receber e indicar a necessidade de despacho com intermédio do DSO para enviar o despacho aos REDs (descrito na seção 4.2.2); e
- **Protocolo de registro *ex-post***, que define como será tratada a verificação sobre atendimento do despacho pelo TSO (descrito na seção 4.2.3).

Estas principais componentes ajudam a entender melhor a visão geral do mecanismo proposto abaixo detalhado:

- I. Definição das responsabilidades dos REDs, com a definição de quais tipos de REDs deverão ser despachados **de forma mandatória (como por exemplo no caso de excesso de geração do**

sistema), endereçada no Capítulo 3. Vale ressaltar que outras responsabilidades também poderão ser definidas, contudo, caso não sejam obrigatórias, estabelecidas via instrumento legal ou regulatório, é importante que sejam desenhados incentivos para atrair a participação dos REDs.

- II. Lista das informações **day-ahead** enviada pelo DSO ao TSO, contendo as previsões com indicativo de componente despachável e componente não-despachável (detalhado na seção 4.2.1).
- III. Indicativo de despacho (ou *curtailment*) **day-ahead** enviado pelo TSO (detalhado na seção 4.2.2).
- IV. Sistematização do despacho por parte do DSO, que organiza com os REDs o despacho orientado pelo TSO (também tratado na seção 4.2.2 – o DSO pode ter autonomia na implementação destes protocolos).
- V. Apuração do atendimento do despacho na operação (seção 4.2.3).

4.2.1 Protocolo de envio de previsões nas barras de fronteira

Como já antecipado no item 3.2.1, o DSO passa a ser responsável por implementar uma nova infraestrutura de medição e comunicação, com o estabelecimento de centros de controle para gestão dos REDs (emergencial, *day-ahead* e *intraday*). Para o mecanismo tratado em específico neste Capítulo, *day-ahead*, deverá ser estabelecido um processo específico para que o DSO possa submeter as previsões ao TSO. Para isso, é importante que se desenhe quais os tipos de dados deverão ser fornecidos pelo DSO, assim como a granularidade física e temporal das previsões a serem submetidas divididas entre componentes despachável e não-despachável.

Os dados a serem enviados pelo DSO deverão corresponder à:

- demanda líquida na barra de fronteira, ou seja, potência ativa em MW que deverá estar subdividida em um componente “despachável” e em outro componente “inflexível”. O componente despachável deverá corresponder aos REDs, isto é, a contribuição negativa à demanda líquida que usualmente equivalerá à geração prevista a ser injetada na rede, com a possibilidade de futura incorporação do programa de resposta da demanda (dado que a redução da demanda é uma contribuição negativa à demanda líquida).

Os dados submetidos pelo DSO poderão ser refinados em trabalhos posteriores, com a possibilidade de inclusão de outras variáveis elétricas, como potência reativa, variáveis estatísticas, como medidas de erro estimado de previsão, variáveis econômicas como custo de despacho, restrições à

despachabilidade considerando interdependência dos montantes previstos ou, por fim, maior detalhamento com relação à potência ativa informada, com divisão por tecnologias, entre outros. Sugere-se que a granularidade temporal da informação submetida seja de 48 intervalos semi-horários, conforme programação diária, com a informação por barra de fronteira.

É importante que a estrutura de dados e componentes que serão recebidas pelo TSO sejam acordados *ex-ante*, para que não haja problemas protocolares no envio de informações ou ambiguidades na interpretação. Um exemplo de como esta estrutura pode ser definida é indicado na **Tabela 1** a seguir.

Tabela 1 – Estrutura de submissão de previsões

Informações a serem submetidas pelo DSO						Subcomponentes a serem especificadas
Agente e DSO	Tipo de Dado	Componente	Barra de Fronteira	Intervalo (30 min)	Dado (MW)	
DSO A	Potência Ativa	Inflexível	1	18:00 - 18:30	120	Demanda Inflexível Geração Inflexível
DSO A	Potência Ativa	Despachável	1	18:00 - 18:30	-60	Demanda despachável Geração despachável
DSO A	Potência Ativa	Inflexível	2	18:00 - 18:30	50	Demanda Inflexível Geração Inflexível
DSO A	Potência Ativa	Despachável	2	18:00 - 18:30	-80	Demanda despachável Geração despachável

Portanto, o formato das previsões deve conter:

- Indicação do agente que está submetendo a previsão, como indicado na coluna “**Agente DSO**”.
- Como indicado na coluna “**Tipo de dado**” as previsões deverão ser informadas no formato de Potência Ativa em MW (demanda líquida). Posteriormente pode-se pensar em refinamentos em que o DSO submeta: (i) variáveis elétricas (potência reativa, tensão), (ii) variáveis estatísticas (medidas de erro estimado de previsão), (iii) variáveis econômicas ou restrições à despachabilidade (custo de despacho, interdependência dos montantes despachados em diferentes barras de fronteira) (iv) subdivisões da potência ativa (por tecnologia, componente perdas técnicas e não técnicas, etc)
- A coluna “Componentes” indica (i) o componente carga e geração inflexíveis e o (ii) componente carga e geração despacháveis, relativo aos REDs e sua contribuição negativa à demanda líquida representando unidades despacháveis. Posteriormente poderão ser incluídos refinamentos que considerem, dentro do componente despachável a incorporação do programa de resposta da demanda. Subcomponentes podem ser também incluídos, de

forma a informar ao ONS o que do componente inflexível e do componente despachável é carga e o que é geração.

- A coluna “Barra de fronteira” indica qual a barra de fronteira, podendo ser uma ou mais, a depender do DSO.
- A coluna “Intervalo” indica o intervalo temporal referente à previsão submetida. O DSO deverá submeter 48 previsões para o dia seguinte, detalhando cada uma das componentes para cada intervalo.
- O valor da Potência Ativa em MW (demanda líquida) consta na coluna “Dado”.

O envio das previsões deverá ocorrer para o dia seguinte (*day-ahead*), e poderão ser incluídas no Programa Diário da Operação (PDO) do ONS, que poderá validar as informações submetidas pelo DSO.

4.2.2 Protocolo de despacho

4.2.2.1 Procedimentos internos ao ONS para definir instruções de despacho

Uma vez estabelecido o protocolo para submissão das previsões pelo DSO ao TSO, é preciso que se estabeleça **como estas previsões serão consideradas pelo ONS e a comunicação de despacho**. Propõe-se que o rito atual de consideração de previsão da carga no modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo no processo de programação diária eletroenergética, como descrito no Submódulo 2.4 (Critérios para estudos energéticos e hidrológicos) dos Procedimentos de Rede e transcrito abaixo, siga similar.

“2.5. Critérios para Programação Diária da Operação (PDO)

2.5.1 Descrição geral

*2.5.1.1 O modelo de despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo no processo de programação diária eletroenergética recebe a função de custo futuro do modelo de curto prazo, inclui como dados de entrada a previsão de vazões, **a previsão de carga**, a previsão da geração eólica e a rede elétrica e, resulta no valor do custo marginal de operação (CMO) semi-horário, conforme processo descrito no Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação.” (grifo nosso)*

O que ocorre, agora, é que as previsões descritas no item 4.2.1 serão um elemento adicional para o processo de consolidação da previsão de carga para a programação diária. O modelo seguirá sendo executado diariamente em D-1, com instruções para o despacho partindo do ONS e também ocorrendo para o dia seguinte. Vale destacar que atualmente o processo da previsão de carga para a

programação diária é detalhado no Submódulo 4.4 e os horários para recebimento desses dados pela programação diária estão descritos no Submódulo 4.5. O protocolo descrito no item 4.2.1 representa uma fonte de informação adicional e caberia ao ONS definir se é cabível alguma revisão nestes dispositivos para representar explicitamente esta dinâmica.

4.2.2.2 *Comunicação da instrução de despacho ao DSO*

Uma dificuldade para o despacho de REDs, em geral, é a incerteza entre a previsão submetida pelo DSO e a realização de fato da disponibilidade do recurso renovável distribuído (tema que será explorado em mais detalhe no Capítulo 5). O mais importante é que se estabeleça uma regra que garanta que não haja dúvida por parte dos agentes envolvidos quanto ao montante a ser despachado e, por isso, a sugestão é que a instrução de despacho (ou *curtailment*) do TSO para o dia seguinte seja realizada no formato de **percentual de redução do componente despachável**, com base nas previsões submetidas pelo DSO (descrito no item 4.2.1).

Se pensarmos em um exemplo que DSO informa previsão para o dia seguinte de 120MW de componente inflexível e – 60MW de componente despachável. Com base nestas informações, ONS realiza despacho para o dia seguinte, indicando necessidade de redução de 30 MW do componente despachável. Contudo, logo antes do tempo real DSO verifica que, na realidade, o componente inflexível é de 100MW e o componente despachável (máximo) é -80MW.

Se pensarmos na situação original prevista pelo DSO, o despacho seria 120MW (componente inflexível) menos 60MW (componente despachável) mais os 30MW despachados, totalizando 90MW. Como o tempo real foi diferente do previsto, temos duas possibilidades para o despacho do tempo real:

- a. O despacho segue sendo de 30MW, como na situação original, de forma que o resultado obtido será: despacho seria 100MW (componente inflexível verificado) menos 80MW (componente despachável verificado) mais os 30MW despachados, totalizando 50MW.
- b. O despacho sendo realizado com base em **percentual de redução do componente despachável**. Se na situação original o despacho era de 30MW com relação aos 60MW declarados (componente flexível), então o despacho deveria ser de 50%. Na situação verificada mais próxima do tempo real, em que o componente flexível foi -80MW, então o despacho deveria ser da ordem de 40MW. O resultado alcançado seria, então: 100MW (componente inflexível verificado) menos 80MW (componente despachável verificado) mais os 40MW despachados, totalizando 60MW.

O que notamos, nesse exercício, é que a situação em que o **percentual de redução do componente despachável** é utilizado como referência, temos uma situação de despacho total (60MW) mais próxima à programação do dia anterior (90MW), em comparação à situação em que se considera o montante total bruto de redução de 30MW. De toda forma, uma experimentação sobre como este envio de despacho deve ser sistematizado pode ser fruto de experimentação, por exemplo, em um Sandbox.

Uma vez realizada a instrução de despacho ao DSO por parte do TSO, o DSO será responsável por comunicar aos REDs de sua área de concessão, que deverão cumprir com o despacho no montante e duração estipulados. A comunicação será respaldada pelos novos requisitos de conexão e medição descritos no Capítulo 3 com a possibilidade de que haja atuação remota (corte automático) por parte do DSO, a depender do acordo realizado entre RED e DSO.

Abaixo um resumo do protocolo a ser estabelecido entre TSO e DSO assim como entre DSO e REDs:

- No dia anterior ao despacho, o TSO define a quantidade a ser despachada (componente despachável), com base nas previsões e disponibilidades enviadas pelo DSO (componente “despachável” e “inflexível”).
- No dia anterior ao despacho, TSO informa ao DSO o indicativo e duração do despacho (ou *curtailment*) para o *day-ahead*.
- No dia anterior ao despacho, o DSO avalia o impacto na sua rede e caso negativo, de forma a cumprir o despacho do TSO, comunicará aos REDs o despacho preliminar enviado pelo TSO.
- No tempo real, o TSO envia confirmação de despacho ao DSO, dadas as condições sistêmicas e avaliação de impacto na rede de distribuição. Outras iterações no tempo real são abordadas no Capítulo 5.
- No tempo real, o DSO comanda aos REDs o despacho proveniente do TSO, despachando, assim, os REDs e Usinas Tipo III conectadas em sua área de concessão.

4.2.3 Protocolo de registro *ex-post*: erros de previsão em função de instruções de despacho

Após o registro das previsões e realização do despacho em tempo real, deverá haver uma etapa de verificação do atendimento do despacho na pós-operação, de forma a averiguar se as previsões submetidas, por um lado, conversam com o consumo e geração medidos no tempo real, considerando

o despacho realizado. De forma adicional, outros mecanismos vigentes que tenham capacidade de alterar o comportamento de consumo e geração, como programa de resposta da demanda e disponibilidade das usinas, deverão ser levados em consideração, de forma a avaliar se houve, ou não, erros de previsão contidos nas informações apresentadas pelo DSO.

Para isso, a partir do registro das previsões submetidas pelo DSO, o ONS poderá confrontá-las com a medição em tempo real, levando em consideração as instruções de despacho que tenham sido realizadas. Pode-se estabelecer um intervalo máximo para o erro de previsão ou cumprimento do despacho, em que penalidades não são aplicadas. Uma possível fonte de inspiração poderia ser, por exemplo, o atual limite máximo para repasse da sobrecontratação para as distribuidoras de energia elétrica de 5%, conforme estabelecido no Submódulo 4.3 Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), que trata sobre a Sobrecontratação de Energia. Caso sejam definidas penalidades associadas ao erro de previsão, é importante ressaltar que deverão ser bem calibradas, coerentes com os incentivos dados aos agentes envolvidos, sob a pena de desincentivar a participação.

4.3 Responsabilidades e incentivos

Para um adequado desenho desta iniciativa, é importante a definição de quais são os principais agentes responsabilizados, e qual tipo de remuneração e incentivos deverão ser criados. É importante estar ciente das expectativas impostas a diferentes tipos de agente – seja o Regulador, TSO, distribuidoras (seja dentro da sua competência de DSO ou na interface com outras competências), REDs, e agregadores. Usualmente, é interessante que novas exigências e responsabilidades venham acompanhadas de incentivos que possam, ao menos, cobrir os custos associados às novas atividades, mesmo que não seja um pré-requisito. Podem ser desenhados incentivos que aloquem aos agentes os ônus e bônus associados ao cumprimento destas novas responsabilidades.

4.3.1 Distribuidoras (DSO)

As Distribuidoras (DSO) possuem papel crucial para o adequado desenvolvimento desta iniciativa, que deverá ser responsável pela interface direta com os REDs, de forma a, em um primeiro momento, mapear e mensurar o potencial de observabilidade e despachabilidade de seu respectivo mercado (área de concessão) para ter condições de realizar previsões consolidadas a serem submetidas ao TSO e comandos aos REDs.

Desta forma, o DSO deverá manter relações operativas com os REDs, com orientações sobre como os despachos serão transmitidos e operacionalizados, a depender do grau de flexibilidade do RED e dos requisitos de medição e comunicação estabelecidos (como indicado no Capítulo 3).

Depois de elaborar as previsões e submetê-las ao TSO, o DSO deverá receber as instruções de despacho do TSO, avaliar se há algum impacto na sua rede de distribuição e executá-las, capilarizando o despacho aos REDs de sua área de concessão. É importante evidenciar que o DSO poderá explorar estratégias para elaboração de seu portfólio, assim como já ocorre com Agregadores independentes junto aos REDs, buscando instrumentos de *hedge*⁶ (cobertura) para garantir o atendimento ao despacho recebido pelo TSO. O protocolo de comunicação entre o DSO e os REDs será de responsabilidade do próprio DSO.

Abaixo um resumo das novas atividades das distribuidoras como DSO:

- Mapeamento do potencial de observabilidade e despachabilidade dos REDs conectados na sua área de concessão.
- Identificação das áreas da rede de distribuição com injeção de potência para Rede de Operação coordenada pelo TSO. Ainda, identificação das áreas com riscos de sobrecarga nos equipamentos e linhas na rede de fronteira, devido às conexões dos REDs.
- Realização das previsões de carga e geração dos REDs na barra de fronteira (componentes “despachável” e “inflexível”).
- Avaliação do impacto do despacho definido pelo TSO na sua rede.
- Receber e executar instruções do TSO na barra de fronteira, definindo e gerindo a distribuição do despacho nos REDs dentro da sua rede.
- Manter relações operativas com REDs, detalhando o processo e as responsabilidades também dos REDs no envio de informações e no cumprimento dos comandos de despacho do DSO recebidos pelo TSO.

Nesta proposta, focamos em sistematizar o *registro* do quão bem a distribuidora cumpriu o seu papel, que corresponde à submissão de boas previsões *ex ante* e ajuste em função do montante despachado. Abordamos no item 4.1 que os limites à despachabilidade deverão ser fruto de exigência regulatória para os REDs, o que deve garantir que estes estejam disponíveis para serem despachados. É

⁶ Podem ser buscadas estratégias de diversificação do portfólio de REDs para estar preparado para o caso de um RED em específico não cumprir com o despacho.

interessante ressaltar que poderiam ser considerados incentivos ao DSO para prestação deste serviço (submissão de previsões e gestão de despacho de REDs) e um trabalho adicional seria necessário de modo a converter esta métrica de “qualidade” da prestação do serviço de DSO em um incentivo financeiro (premiando distribuidoras com atuação acima do esperado e penalizando aquelas com desempenho abaixo do esperado). Esta poderia ser uma componente, por exemplo, incorporada ao “Fator X” da remuneração da distribuidora.

4.3.2 REDs e agregadores

Com o estabelecimento do mecanismo de Protocolo de despacho de REDs pelo DSO devido à necessidade sistêmica indicada pelo TSO, os REDs, de forma individual ou representados por Agregadores independentes, deverão estar sujeitos à despachabilidade. Ressalta-se que as regras deste mecanismo poderão nos guiar para diferentes tipos de responsabilidades e incentivos a serem alocados aos DSO e REDs, dependendo se a despachabilidade será definida como estritamente **compulsória ou se incentivos poderão ser considerados.**

Este Capítulo descreve um mecanismo baseado fundamentalmente em obrigações regulatórias de prover o serviço despachabilidade, como apresentado no Capítulo 3. Um possível refinamento para fortalecer os incentivos seria, em um trabalho futuro, introduzir produtos flexibilidade com remuneração explícita em função da flexibilidade fornecida e responsabilidades associadas. Como inicialmente estamos tratando de um despacho relativo à redução/corte da geração de recursos distribuídos, seja para usinas Tipo III ou MMGD, caso o recurso não tenha a possibilidade de fazer um deslocamento da carga, de forma a realizar autoconsumo (no caso de consumo e geração no mesmo ponto de conexão), ou pela possibilidade de armazenamento da quantidade gerada que seria reduzida, haverá um custo imputado ao gerador, atrelado ao volume reduzido/cortado.

Neste aspecto, vale trazer à luz o tema de *curtailment* para fontes renováveis centralizadas que vem ganhando relevância no sistema elétrico brasileiro. O *curtailment* é exatamente o corte de geração (de forma parcial ou integral) que pode ser motivado por distintos fatores, como definido pela Resolução Normativa Aneel 1.030/2022:

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas (...).

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas

usinas ou conjuntos de usinas (...) e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

Enquanto o fato motivador I prevê ressarcimento ao gerador, sendo os custos alocados aos consumidores de energia elétrica, os outros dois não consideram compensação em função da redução da geração, com os custos alocados nos próprios geradores de energia elétrica. Atualmente, o *curtailment* no Brasil afeta exclusivamente as usinas centralizadas, de forma que os REDs e usinas Tipo III (conectados na rede de distribuição) não sofrem referidos cortes.

Caso o mecanismo descrito nesta iniciativa seja estritamente compulsório, poderá haver uma “extensão” das regras de *curtailment* que hoje já estão definidas para as usinas centralizadas, de forma a serem aplicadas aos REDs, sendo os REDs incluídos no rol de usinas passíveis de despacho de redução de geração por decisão do TSO. Nesse caso, será necessário que se estabeleça uma metodologia para definição de quais usinas deveriam ser cortadas (ordenamento), de forma a otimizar a utilização do sistema, minimizar o risco de interrupção de fornecimento e preservar os equipamentos conectados à rede básica.

Ressalta-se aqui que a vantagem de extensão da regra de *curtailment* para os REDs seria uma “uniformização” das regras para todos os agentes (centralizados e descentralizados), porém, uma desvantagem importante é a potencial judicialização do tema, uma vez que a decisão de investimento dos REDs foi feita em momento anterior à esta definição. Os riscos de judicialização podem levar à ineficácia do mecanismo, e uma saída seria considerar a aplicação destas regras para os novos entrantes, ou seja, os novos REDs que solicitarem conexão. Destaca-se, ainda, que poderão estar previstas exceções ou, ainda, períodos de transição para melhor entendimento por parte dos agentes de mercado, como um teste ao mecanismo.

De forma alternativa, pode-se pensar na definição de incentivos que conversem com o custo atrelado a esta restrição de geração. No caso de usinas Tipo III, o custo atrelado a redução da geração seria o PLD mínimo, enquanto para a MMGD seria a tarifa de aplicação da distribuidora (ou parte dela, a depender de quando este usuário tenha se conectado, em função das regras estabelecidas pela Lei nº 14.300, de 2022). Ressalta-se que um incentivo bem desenhado deverá considerar uma remuneração coerente, levando em consideração que, no caso de restrição de geração, a adoção de ressarcimentos ou incentivos para recursos distribuídos (nos casos em que não são previstos ressarcimentos para os

agentes centralizados, como acima detalhado) poderá também destravar conflitos de tratamentos desiguais entre os diferentes tipos de agentes **para o mesmo tipo de restrição**, dado que para os agentes centralizados não há ressarcimento em casos específicos.

4.3.3 TSO e instituições

O TSO e as instituições serão responsáveis por operacionalizar o mecanismo dessa iniciativa, com a criação e publicação das regras e adequações regulatórias, assim como a definição se haverá uma remuneração ou penalidades associadas. Importa ressaltar que as previsões submetidas pelo ONS poderão ou não ser consideradas pelo ONS a título de despacho, de forma que a submissão das previsões necessita ser validada pelo TSO. Ainda, caso as previsões sejam aceitas e consideradas, e após avaliação do DSO, o TSO deverá verificar o atendimento do despacho, com potencial indicação da “qualidade” da previsão submetida.

Ou seja, o TSO deverá ter condições de receber e armazenar as previsões nas barras de fronteiras, decidir por usá-las e por despachá-las e, quando isto ocorrer, o TSO deverá ter recursos de verificar o atendimento do despacho após operação em tempo real. Para isso, o processo deverá incluir esta etapa das previsões, com consequente verificação do atendimento ao despacho, para aplicação de eventuais penalidades ou melhorias contínuas das informações submetidas.

Novas responsabilidades do ONS relativas ao protocolo de recebimento de previsões e realização do despacho:

- Recebimento das previsões do DSO;
- Aprovação e potencial inclusão das previsões no programa diário da operação;
- Definição do Despacho de REDs para o dia seguinte;
- Confirmação e realização do despacho em tempo real a partir de comunicação com DSO;
- Verificação na pós-operação e armazenamento dos dados.

De forma adicional, em conjunto com a Aneel, o ONS poderá estudar e definir formas de premiar ou penalizar os DSOs pela submissão das previsões, como já indicado no item 3.3.1.

4.4 Conclusões e síntese

Este Capítulo apresentou a sistematização do mecanismo proposto de despacho de REDs pelo DSO a partir de necessidades sistêmicas indicadas pelo TSO, com destaque para importância da relação operacional entre o TSO e o DSO, este último, por sua vez, responsável exclusivamente pelo

relacionamento com os REDs, de forma que o TSO se manterá sem comunicação direta com os recursos distribuídos.

Um aspecto crucial deste capítulo é a criação de um arcabouço técnico e regulatório que permita a funcionalidade do mecanismo, a partir de regras mínimas, de forma a garantir um mecanismo tão simples quanto possível, mas passível de aplicação. A submissão de previsões por parte do DSO ao TSO é uma evolução da troca de informações atual, tornando a interface TSO-DSO cada vez mais detalhada e rica. A adoção destas previsões pode estar condicionada a um “aceite” por parte do ONS, sendo um caminho natural do mecanismo o aprimoramento da qualidade das previsões e do conhecimento das partes envolvidas, que poderá ocorrer a partir de um período de transição a ser estabelecido.

É fundamental que os requisitos, estabelecidos no Capítulo 3, sejam atendidos para que o despacho dos REDs funcione corretamente. Isso implica em uma nova infraestrutura que engloba medição, comunicação, eventual evolução dos centros de controle, além da gestão do mecanismo (tanto por parte do TSO quanto do DSO) e da criação de protocolos adequados. A relação entre o DSO e os REDs deverá ser de natureza bilateral, sem intervenção do TSO.

Apresentou-se que a inclusão de incentivos associados pode requerer mudança regulatória e desenho de novos produtos de flexibilidade, o que pode não ser tarefa trivial. Certamente, a exigência de participação mandatória aos REDs novos acessantes representará um recurso para este mecanismo, e há ainda a possibilidade de inclusão de alguns REDs já instalados, com as ressalvas indicadas no item 3.2.4. Por fim, destaca-se que é imperativo que não haja dúvidas quanto ao funcionamento do mecanismo, e capacitações poderão ser extremamente úteis neste contexto, assim como períodos de teste.

Com relação à regulamentação setorial que carecerá de ajustes, além do já descrito no item 3.4, ressalta-se a necessidade de maior atenção aos seguintes submódulos dos Procedimentos de Rede: 2.4 - Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos, 3.5 - Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética, 4.4 Consolidação da previsão de carga para programação eletroenergética, 4.5 Programação Diária da Operação.

5 VIABILIZAÇÃO DE UMA DINÂMICA EM TEMPO REAL

5.1 Caracterização

No Capítulo 4, foi apresentado um arcabouço fundamental para a implementação de uma primeira versão de um mecanismo intermediado pelo DSO que possibilitasse o despacho dos REDs pelo DSO a partir de necessidades sistêmicas identificadas pelo TSO, aplicando alterações mínimas nos procedimentos atuais de despacho do ONS. A partir deste mecanismo base, refinamentos podem ser construídos, em particular com o objetivo de viabilizar uma interação mais intensa e frequente na interface entre o TSO e o DSO, permitindo maior flexibilidade na obtenção de informações e instruções de despacho à medida que a operação em tempo real do sistema se aproxima. Neste sentido, a proposta apresentada neste Capítulo utiliza os elementos apresentados no Capítulo 4 como “ponto de partida” e dá continuidade a ela, podendo ser caracterizada de forma similar no contexto das macro iniciativas de qualidade da previsão e de produtos de despachabilidade – embora tenha características próprias que justificam o seu tratamento separado. Em particular, um elemento notável nesta iniciativa é a necessidade de *incentivos* econômicos mais robustos (especialmente considerando o paradigma de que o TSO não deve ter comunicação direta com os REDs), o que será objeto da seção 5.2.2.

Em termos dos eixos que caracterizam a macro iniciativa de *qualidade da previsão*, podemos caracterizar esta iniciativa focal da seguinte forma:

- Em termos do eixo *interface com o mercado*, mais uma vez tratamos de um mecanismo que é introduzido com uma interface mínima com o mercado elétrico – embora exista um paralelo entre a proposta desenvolvida neste Capítulo e os mecanismos de liquidação múltipla, como explorado na seção 5.2.1.
- A *escala de tempo* desta iniciativa tem foco em ajustes de previsão e despacho em intervalo mais curto, da ordem de 1 hora a alguns minutos – mas vale destacar que o mecanismo foi construído de forma a potencialmente acomodar iterações adicionais deste procedimento envolvendo o TSO e o DSO.
- O *nível de agregação* recomendado para esta iniciativa, mais uma vez seguindo o exemplo do Capítulo 4, é elevado – com foco na componente “despachável” e “inflexível”, sem a necessidade de detalhamento adicional do ponto de vista do TSO e visto a partir da rede de fronteira com a Rede de Operação.

- A **responsabilização** pelas previsões novamente é alocada ao DSO, embora o mecanismo também seja compatível com mecanismos que permitam envolver os REDs nesta tarefa de previsão (compartilhando com o DSO os ônus e bônus associados à qualidade das previsões resultantes).

Já no que diz respeito à macro iniciativa de *produtos despachabilidade*, muitos dos “eixos” que caracterizam esta macro iniciativa têm classificação análoga à apresentada no Capítulo 4: a *direção da flexibilidade* permite o acionamento de flexibilidade dos REDs em ambas as direções, e a *localidade* é pouco granular (pelo menos no nível monitorado pelo TSO) e focada na representação das barras de fronteira. Algumas das principais distinções ficam por conta da *escala de tempo*, já que a *antecedência do compromisso* seria o longo prazo (agentes comprometidos a estar disponíveis para resposta rápida de acordo com regras estabelecidas pelo ONS e ANEEL) e a *antecedência de despacho* para o mecanismo descrito neste Capítulo seria da ordem de alguns minutos antes do tempo real. Já em termos de *limitações à despachabilidade*, não se prevê limitações explícitas além do tempo de antecedência do despacho – embora caiba ao DSO avaliar (e reduzir o montante despachável disponível informado ao TSO) caso haja limitações na rede de distribuição que impeçam a entrega deste recurso.

5.2 Subdividindo a iniciativa nas suas principais componentes

Esta seção descreve as principais componentes que precisam ser endereçadas para o sucesso da iniciativa de viabilização de uma dinâmica na operação em tempo real. Tendo em vista o grau de complexidade das iniciativas focais selecionadas, estas serão divididas em atividades (ou “sub-iniciativas”) para melhor entendimento, organização e estruturação. A forma de subdivisão desenhada para esta iniciativa focal propõe quais serão os protocolos entre os agentes participantes, ou seja, o conjunto de regras para viabilizar a operacionalização desta iniciativa específica, tendo como base o exposto no Capítulo 4.

5.2.1 Considerações sobre serviços de acionamento próximo ao tempo real

Para iterações de curtíssimo prazo, o serviço de maior interesse para o TSO envolve algum tipo de *reserva operativa* – que corresponde a um compromisso de que aquele ativo poderá reagir às condições do sistema no curto ou curtíssimo prazo (as características precisas deste acionamento são classificadas conforme os “eixos” da macro iniciativa de *produtos despachabilidade*, que são listados na seção 4.1).

É relevante contextualizar como os serviços de acionamento estão definidos pelo ONS hoje, de modo a estruturar uma proposta para inserir o DSO nesta dinâmica, de uma forma que leve em consideração a realidade atual. Contudo, o objetivo central da presente proposta não é inserir o DSO (e os REDs) em nenhum programa de flexibilidade específico, mas sim construir um arcabouço sólido que permita estruturar a dinâmica entre o TSO e o DSO – ainda que futuramente venha a ser criado um número maior de produtos flexibilidade. Esta estratégia é especialmente pertinente considerando os esforços atuais de se expandir os serviços ancilares de reserva operativa, que atualmente são prestados unicamente por hidrelétricas (por exemplo, espera-se em 2025 implementar um sandbox regulatório de controle de frequência).

Em discussões com o ONS, chegou-se a levantar a possibilidade de priorizar, na construção de iniciativas apresentadas neste relatório II-B, uma proposta de desenho de um *produto flexibilidade*, com características adequadas para a prestação deste serviço pelos REDs e alinhado com as necessidades percebidas pelo operador do sistema. Entretanto, optou-se estrategicamente, em vez disso, por investir nos *protocolos de natureza iterativa* que viabilizariam, independentemente dos produtos flexibilidade que se deseje implementar no futuro pelo ONS e ANEEL, uma “infraestrutura” sólida para a comunicação entre o TSO e DSO, assim como o registro da qualidade das respostas mediadas pelo DSO (em proximidade com o produto descrito no capítulo 4). Evidentemente, ainda é interessante prever em projetos futuros a introdução explícita de produtos flexibilidade, e tais iniciativas futuras se beneficiariam do arcabouço construído pela iniciativa de viabilização de uma dinâmica em tempo real priorizada para este relatório II-B.

De modo a tornar a proposta deste capítulo mais concreta, o uso dos novos protocolos propostos é desenhado tomando como referência a dinâmica de instruções próximas ao tempo real já implementadas pelo ONS no contexto do sistema SINapse, responsável pelo gerenciamento automático de mensagens para solicitar cortes de geração de agentes conectados à rede. O SINapse é utilizado para o envio de instruções de curto prazo (de horizonte de alguns minutos) representando um *redespacho* dos recursos disponíveis, principalmente em resposta a contingências (por exemplo, indisponibilidade de algum componente da rede elétrica), que podem levar a uma mudança perceptível nas condições do sistema em relação ao despacho planejado para o dia seguinte. A ideia é que o DSO passaria a ser um potencial receptor de mensagens do sistema SINapse, repassando as mensagens correspondentes aos REDs, que teriam a obrigação regulatória de prestar estes serviços de resposta rápida (segundo as considerações e normativas apresentadas no Capítulo 3 – nota-se que, em princípio, os geradores tipo III seriam provavelmente o principal alvo deste programa).

É importante considerar, neste contexto, o interesse em se construir uma infraestrutura robusta e extensível por meio de iniciativas futuras. Em particular, é desejável utilizar esta oportunidade para fortalecer o paradigma de que o TSO não deve possuir comunicação direta com os REDs, devendo o DSO cumprir este papel de intermediador – ainda que, no caso específico da gestão das usinas tipo III, em alguns momentos possa ser tentador o estabelecimento de linhas de comunicação diretas entre o TSO e estes REDs. O grande benefício de se construir uma estrutura mais sólida intermediada pelo DSO é o potencial para a *escalabilidade*, permitindo um crescimento exponencial no número de REDs capazes de prestar serviços de despachabilidade.

Outra consideração, novamente tendo em vista a possibilidade de *extensões futuras* do mecanismo, é que sejam utilizados, tanto quanto possível, protocolos análogos aos apresentados no Capítulo 4, para a gestão desta nova *iteração* do mecanismo de redespacho descrita neste Capítulo. Afinal, ainda que na proposta apresentada neste relatório haja apenas dois momentos chave para o envio de orientações do operador do sistema (no pré-despacho do dia seguinte ou na iteração de resposta rápida), o mecanismo certamente poderia ser estendido para um número maior de iterações (como será explorado na seção 5.2.2). E cada uma destas iterações (inclusive do mecanismo proposto neste capítulo) deve ser composta por: (i) um protocolo para envio da informação de previsão pelo DSO para o TSO, objeto da seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, (ii) um protocolo para envio da instrução de despacho pelo TSO para o DSO, objeto da seção 5.2.3, e (iii) um protocolo para registro de todas as informações relevantes sobre o mecanismo para avaliação *ex post* da atividade de DSO, tratado na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

5.2.2 Inspirações e paralelos com o estado da arte de mercados internacionais

Embora a proposta apresentada neste capítulo tenha sido focada em uma “solução mínima” que possa ser implementada na prática em um prazo relativamente curto (estratégia adotada também na proposta apresentada no Capítulo 4), é interessante ter em mente algumas possibilidades de incremento e refinamento futuro deste mecanismo. Para isto, chamamos a atenção para os paralelos com o “estado da arte” adotado em mercados elétricos internacionais – a particularmente no que diz respeito à natureza *iterativa* das previsões e decisões de despacho e à possibilidade de introdução de produtos flexibilidade explícitos no mercado de curto prazo, com alocações *cootimizadas* com o mercado de energia e uma remuneração própria associada pela prestação deste serviço. A criação de um arcabouço sólido que seja compatível com refinamentos posteriores dá robustez ao mecanismo, permitindo a implementação futura de *produtos despachabilidade* de aplicabilidade mais ampla e a aplicação de protocolos iterativos intradiários para ajuste da posição e compromissos assumidos pelos

agentes de forma mais dinâmica. A proposta apresentada neste Capítulo é fundamentalmente *inspirada* por estes elementos da vanguarda das discussões de desenho internacional, e sugerem um caminho que no futuro poderia evoluir para um mecanismo ainda mais robusto.

Uma tendência crescente em mercados elétricos internacionais (como discutido no relatório I-A) é uma interface cada vez maior entre os REDs e os mercados elétricos de curto prazo, em paralelo com iniciativas de refinamento dos mecanismos de funcionamento destes próprios mercados. Neste contexto, cada vez mais fica claro que alguns REDs renováveis podem ser uma componente real da provisão de flexibilidade operativa para o sistema (particularmente em situações em que a provisão de flexibilidade por geradores convencionais for escassa): em particular, destaca-se a possibilidade de (i) provisão de reserva “para baixo” (considerando que seria possível *aumentar* o nível de curtailment próximo do tempo real), (ii) provisão de reserva “para cima” por meio da *redução* do montante de curtailment instruído (limitada a intervalos em que a instrução de despacho do ONS foi de um curtailment não-nulo), ou (iii) provisão de reserva “para cima” associada a outros ativos em portfólio (como por exemplo baterias ou resposta da demanda – o que permitiria algum controle mesmo sem que nenhum curtailment tenha sido orientado).

Como indicado na seção 5.2.1, a possibilidade de “revisão iterativa” das instruções de despacho é uma componente da proposta desenhada, e é interessante destacar que há um paralelo entre este procedimento e os mecanismos de *liquidação múltipla* implementados em diversos mercados elétricos internacionais (Ribeiro *et al.*, 2023). Este paralelo surge ainda que a descrição do procedimento de “redespacho” dos recursos seja construída com ênfase na natureza física da relação operativa, sem qualquer referência a uma regra de mercado. Esta relação íntima entre os mecanismos de mercado e a operação física do sistema já havia sido destacada nas experiências internacionais apresentadas no relatório I-A deste projeto, e está ligada ao alinhamento de incentivos (via sinais de preços de mercado) para que os agentes submetam previsões mais realistas. Neste sentido, é relevante destacar potenciais sinergias com iniciativas que vêm estudando o tema da implementação de mecanismos de *liquidação dupla* no setor elétrico brasileiro (Munhoz, 2021).

O projeto Meta II Formação de Preço⁷, em particular, explorou este tema em bastante detalhe em propostas de desenho conceitual para aprimoramento à formação de preço de curto prazo no setor elétrico, que podem ser usadas como ponto de partida para a construção dos incentivos necessários

⁷ Os relatórios deste projeto podem ser encontrados em <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>. Os relatórios e.2.r2 e e.6.r em particular contêm discussões a respeito do tema da liquidação dupla.

para o bom funcionamento de um mecanismo para iterações entre o TSO e o DSO à medida que o tempo real se aproxima. A experiência internacional sugere que uma das formas mais robustas de se garantir que os agentes terão incentivos alinhados em *todas* as etapas de um mercado iterativo com submissão de previsões (ou ofertas de energia) é introduzindo *sinais de preço de curto prazo*, alinhando a remuneração do agente com o critério fundamental utilizado pelo operador do sistema para submeter orientações de despacho físico.

Outra questão que vem ganhando força em mercados elétricos internacionais é a introdução explícita de *produtos flexibilidade* com remuneração própria e separada do produto energia, idealmente com alocação *cootimizada*. Muitos mercados ainda adotam mecanismos de alocação *sequencial* dos montantes de reserva e de energia envolvidos, que implicam que o compromisso de entrega de reserva operativa de determinado agente seja assumido *antes* das decisões de despacho de energia – compromisso este que é levado em conta como restrição no momento de se determinar as decisões do despacho de energia. Esta alocação sequencial é bastante razoável no caso de termelétricas (por exemplo), cuja disponibilidade máxima é conhecida exceto por eventos de indisponibilidade raros.

Entretanto, no caso de renováveis (que representam a maior parcela dos REDs despacháveis), a disponibilidade de recurso varia substancialmente momento a momento, de modo que uma alocação *simultânea* dos compromissos de energia e de reserva (um paradigma conhecido como a *cootimização* de reservas) com a possibilidade de *revisões* ao longo do dia à medida que mais informação sobre o recurso renovável se torna disponível seriam componentes essenciais para a participação destes recursos no mercado de reserva. A análise e implementação de mecanismos de cootimização é uma tendência crescente em setores elétricos internacionais, tipicamente envolvendo representar todas as condições e restrições envolvidas na operação do sistema em um único problema de otimização, permitindo assim contemplar a *interdependência* entre a alocação de produto energia e de cada um dos produtos reserva operativa previstos no sistema.

Levando esta realidade em consideração, sintetizamos aqui alguns refinamentos possíveis ao mecanismo proposto neste relatório, que poderão ser avaliados pelo ONS e/ou pela ANEEL como objeto de iniciativas futuras:

- Uma maior *integração* entre os mecanismos de despacho físico e os mecanismos de mercado elétrico, em particular considerando utilizar o sinal de preço de curto prazo como componente de incentivo para o envio de informações de previsão pelo DSO (e destacando em particular potenciais sinergias com as propostas de refinamentos desenvolvidas no contexto do projeto Meta II Formação de Preço, atualmente sendo desenvolvido pela CCEE);

- Uma *repetição* dos protocolos de envio de informações um número ainda maior de vezes ao longo do dia de forma iterativa (“liquidação múltipla”), por exemplo com novas interações entre o TSO e o DSO ocorrendo 6 horas e 1 hora antes do tempo real (possivelmente respaldada por algoritmos automáticos tanto do lado do TSO quanto do lado do DSO);
- A introdução de *produtos reserva* com remuneração explícita (com as características de cada produto flexibilidade definidas pelo ONS e ANEEL), idealmente contemplados em um processo de *cootimização* que possa fazer ajustes nos compromissos assumidos pelos agentes (tanto de energia quanto de reserva) ao longo das iterações intradiárias.

5.2.3 Visão geral do protocolo proposto para o redespacho próximo ao tempo real

Como indicado na seção 5.2.1, as componentes chave para o protocolo de despacho próximo ao tempo real são análogas às componentes apresentadas no capítulo 4: devemos ter (i) o reenvio de informações de previsão e de disponibilidade pelo DSO (que será explorado na seção 5.2.4), (ii) o envio de novas instruções de despacho pelo TSO (explorado nesta seção), e (iii) o registro de informações dessas ocorrências, que será objeto da seção 5.2.5. O procedimento descrito neste capítulo tem foco em um horizonte de tempo entre 1 hora e alguns minutos antes do tempo real.

Como explorado no Capítulo 4, um grande benefício de se utilizar uma linguagem padronizada para a comunicação entre o TSO e o DSO é que o tratamento desta interface independe dos procedimentos internos adotados pelas duas partes envolvidas. Com isto, tanto o TSO quanto o DSO podem, ao menos em princípio, adotar os procedimentos que julgarem mais adequados para cada uma das “iterações” intradiárias desta comunicação (por exemplo, com o TSO definindo instruções de despacho, o DSO realizando previsões e comunicando/distribuindo as instruções emitidas pelo TSO aos REDs). Este protocolo também permite que o TSO e/ou o DSO façam ajustes ou aprimoramentos nos seus processos sem que isto afete de nenhuma forma a comunicação com a outra parte.

Para a etapa de despacho pelo TSO, é de se esperar que o protocolo de envio de informações ao DSO utilize o sistema SINapse, que já é utilizado para o envio de instruções próximo ao tempo real. Do ponto de vista do TSO é extremamente desejável poder tratar o recurso do DSO como qualquer outro recurso do sistema que estaria disponível para a operação – permitindo inclusive a implementação futura de aprimoramentos ao algoritmo utilizado para a determinação das instruções de despacho, desde que o protocolo de comunicação não sofra alterações.

Para que os protocolos e formatos para envio de instruções de despacho próximo do tempo real do TSO para o DSO sejam os mesmos do sistema já existente, pode haver pequenas diferenças no

paradigma da comunicação do TSO para o DSO em relação à proposta que foi apresentada no Capítulo 4. Isto não deve ser um grande empecilho desde que seja possível levar em conta os dois protocolos (pré-despacho para o dia seguinte e redespacho próximo ao tempo real) de forma *integrada* em termos de interpretação das instruções enviadas e em termos de registro das respostas efetivamente observadas.

Vale ainda destacar que, na prática, a mera existência de uma “camada” adicional entre o DSO e os REDs implica em uma natureza ligeiramente diferente para esta interface em comparação com os recursos conectados diretamente à rede de transmissão também gerenciados via SINapse. Do ponto de vista estritamente operacional, espera-se um tempo maior (e possivelmente também uma probabilidade de não-responsividade maior) para a resposta do DSO em comparação com outros agentes. Entretanto, esta distinção pode ser abstraída para efeito do sistema SINapse, considerando que a caracterização dos protocolos de envio de informação pelo DSO e registro de realizações de mercado já poderiam ser capazes de contemplar e acomodar algumas dessas características fundamentais da natureza desta interface TSO-DSO. Em particular, a validação ex post da “qualidade do serviço de DSO” prestada pela distribuidora (que será explorada na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.**) deve levar em conta o tipo de resposta que os REDs intermediados pelo DSO seriam de fato capazes de entregar, e que ações o DSO seria capaz de tomar com as instruções recebidas (especialmente aquelas submetidas muito próximo do tempo real).

5.2.4 Protocolo de reenvio das previsões pelo DSO

Utilizando como ponto de partida o mesmo arcabouço apresentado no capítulo 4, é interessante que, em preparação para o programa de redespacho próximo ao tempo real, o DSO seja capaz de informar uma versão revisada das mesmas informações apresentadas anteriormente. Isto é, para cada “componente”, cada barra de fronteira, e cada intervalo, a distribuidora deve informar o montante de demanda líquida (em termos de potência ativa) que se espera observar – embora com uma série de distinções entre este protocolo e o mecanismo para as previsões do dia seguinte.

Em primeiro lugar, no que diz respeito à definição das componentes. Para o pré-despacho do dia seguinte, é suficiente que o DSO declare a sua demanda líquida como sendo composta apenas de duas componentes (despachável e inflexível). Para o redespacho de curto prazo, entretanto, nota-se que diferentes caminhos podem ter sido tomados pela *demanda líquida despachável* (seja devido às limitações técnicas da infraestrutura de comunicação, limitações da própria rede do DSO, ou quaisquer outros efeitos):

- Parte que não foi despachada no pré-despacho do dia seguinte e se manteve despachável (isto é, ainda está disponível para receber instruções de redução de geração)
- Parte que não foi despachada no pré-despacho do dia seguinte e tornou-se não-despachável (não haveria mais a flexibilidade de despachar algumas unidades com uma instrução de curto prazo)
- Parte que foi despachada no pré-despacho do dia seguinte e se manteve despachável (a instrução de redução de geração poderia ser revertida, na prática aumentando a demanda líquida)
- Parte que foi despachada no pré-despacho do dia seguinte e tornou-se inflexível (novamente, não haveria espaço para redespacho neste intervalo de tempo mais curto)

Na prática, o protocolo “mínimo” para a comunicação entre o DSO e o TSO seria o envio de 3 componentes: (i) uma componente “despachável” (correspondendo à parcela “não despachada e despachável”), (ii) uma componente “despachada” (correspondendo à parcela “despachada e despachável”), e (iii) uma componente “inflexível” (correspondendo a todas as outras parcelas, inclusive a parcela que já era inflexível no dia anterior e se manteve assim). Todas essas componentes poderiam ter subdivisões ou subcomponentes (a critério do DSO), mas do ponto de vista do TSO estas três componentes representam o que poderia de fato ser controlável por meio do sistema SINapse e validado posteriormente.

Um segundo elemento a caracterizar diz respeito aos *momentos da submissão*. Enquanto o mecanismo do dia seguinte envolve uma única submissão de informações para todas as 24 horas do dia (em um horário a ser definido pelo ONS e em linha com os procedimentos necessários para a programação diária da operação), para estas atualizações próximas do tempo real é desejável que a informação seja ressubmetida com frequência maior. A recomendação dos consultores é que a ferramenta esteja pronta para receber novas previsões a cada hora (referenciada como H+0), refletindo previsões para as horas H+1, H+2, e H+3. Também é interessante (como destacado pelo ONS) que sejam submetidas previsões mais *granulares*, com montantes previstos para cada intervalo de 5 minutos – já que a granularidade da representação a cada 30 minutos proposta no Capítulo 4 seria insuficiente para a operação em tempo real. Desta forma, a cada hora seriam submetidas previsões para 36 intervalos (12 intervalos por hora para 3 horas subsequentes), por componente e por barra de fronteira.

Por exemplo, até as 12h a distribuidora deveria submeter as suas previsões para os intervalos iniciando-se às 13h00, 13h05, 13h10, e assim por diante, até os intervalos iniciando-se às 15h50 e

15h55. Às 13h, a distribuidora deveria submeter novas previsões, desta vez iniciando-se no intervalo das 14h00 às 14h05 e terminando no intervalo das 16h55 às 17h00. Vale destacar que esta submissão iterativa de previsões horárias ocorreria em paralelo à submissão das previsões diárias da proposta do Capítulo 4.

Vale destacar que, ao integrar um protocolo de reenvio de previsões pelo DSO à dinâmica de redespacho próximo ao tempo real, um benefício adicional que pode ser obtido é a *redução* da necessidade de reservas operativas no sistema como um todo. Isto porque é de se esperar que a qualidade da previsão feita 1 hora à frente seja superior à qualidade da previsão feita 1 dia à frente para a pré-operação, especialmente se for possível aproveitar informações descentralizadas do DSO e dos REDs nesta previsão. Dois comportamentos relevantes neste sentido são ilustrados na Figura 7 para o caso da Espanha: (i) temos que as curvas são crescentes em função do número de horas à frente que é feita a previsão no eixo horizontal, comprovando o benefício de se fazer um ajuste nos montantes previstos mais próximo do tempo real, e (ii) temos que há uma tendência decrescente entre as diferentes curvas representando previsões feitas em diferentes anos, comprovando que há a possibilidade de aumentos expressivos na qualidade da previsão uma vez que os incentivos corretos sejam colocados.

Figura 7 – Erro médio das previsões dos geradores eólicos no mercado espanhol, em função do número de horas à frente e ao longo dos anos



Ainda que o DSO não possua esta capacidade de produzir previsões mais acuradas neste horizonte de uma hora à frente, isto é algo que poderá ser desenvolvido – e, com a existência de protocolos de comunicação claros e uma sinalização de que a qualidade da previsão será uma das métricas que

afetará a remuneração da distribuidora, temos um arcabouço que permite que o DSO desenvolva esta capacidade gradualmente. Por exemplo, se o DSO conseguir desenvolver um modelo que é rodado 4 vezes ao dia, ainda que ele não seja capaz de produzir uma previsão atualizada para cada hora este modelo já resultaria em um refinamento das previsões informadas ao longo do dia, em comparação com simplesmente repetir as previsões submetidas no dia anterior para todas as horas. E nada impede, evidentemente, que o DSO venha a desenvolver novos modelos de previsão que possam ser aplicados para a representação 1 hora à frente: visto que os protocolos de comunicação independem dos procedimentos adotados internamente pelo TSO e pelo DSO, aprimoramentos podem ser implementados sem afetar o mecanismo de nenhuma forma.

5.2.5 Protocolo de registro ex post dos redespachos

O princípio fundamental permanece o mesmo do que foi apresentado no Capítulo 4: é importante fazer este registro para verificação posterior do quão bem a distribuidora estaria cumprindo com suas obrigações como DSO (informação que poderá então ser utilizada para premiar ou penalizar o agente). Uma sutileza é que agora a avaliação do erro de medição pode depender de múltiplos parâmetros: para cada intervalo de tempo, tem-se a medição efetivamente observada ex post, as quatro previsões submetidas (a primeira previsão feita 1 dia à frente e as previsões feitas 1 hora, 2 horas e 3 horas à frente de acordo com o protocolo proposto na seção 5.2.4), e as duas instruções recebidas do TSO (1 dia à frente e alguns minutos à frente). Esta lista de elementos deixa clara a importância de se levar em conta as interações entre as instruções enviadas no dia anterior (mecanismo descrito no capítulo 4) e as instruções enviadas mais próximo do tempo real – sendo que, em caso de refinamentos futuros do mecanismo (como indicado na seção 5.2.2), esta integração também se aplicaria a todas as iterações sucessivas de novas previsões e instruções de despacho recebidas. Considerando que há um único dado de medição real observado que deve ser utilizado como referência para todas as previsões recebidas em iterações anteriores, cada etapa adicional de reenvio de informações e redespacho deve ser registrada dentro desta mesma lógica.

A complexidade da avaliação ex post aumenta com o número de etapas, devido ao número de permutações, métricas de erro de previsão, e interdependências que deve ser avaliado. No capítulo 4, já havíamos explorado duas componentes de incerteza importantes: (i) a incerteza na *previsão* nas barras de fronteira submetida pela distribuidora (uma agregação de recursos despacháveis e recursos não-despacháveis de diferentes naturezas e tecnologias), e (ii) a incerteza na *capacidade de resposta* dos REDs despacháveis às instruções do ONS (um elemento que deveria ser levado em conta pela distribuidora ao submeter ao ONS informações sobre a disponibilidade de recursos despacháveis).

Na dinâmica de mais curto prazo, se somam a estes erros (iii) a *incerteza revisada* na previsão da distribuidora (levando em conta que, para horizontes de mais curto prazo, tipicamente há mais informação disponível, o que pode resultar em uma melhora na qualidade da previsão), (iv) a *diferente natureza* dos REDs despacháveis no dia anterior em contraste com os REDs despacháveis em um intervalo de tempo mais curto (o que implica que o único valor que pode ser utilizado para fins de análise da qualidade da previsão entre o dia anterior e a previsão revisada intradiária é a *soma* dos montantes despachável e não-despachável), e (v) a incerteza na *capacidade de resposta rápida* dos REDs capazes de prover resposta de curto prazo, análoga a esta componente de incerteza para o pré-despacho do dia seguinte.

De um modo geral, o que se deseja é viabilizar uma avaliação da qualidade do serviço de DSO prestado a partir deste registro histórico. Um bom serviço prestado pelo DSO é caracterizado por pequenos erros de previsão, elevada capacidade de redução do montante despachado em linha com as instruções recebidas, e pouca ou nenhuma correlação entre os erros de previsão e as instruções recebidas – todas características que podem ser validadas (ainda que estatisticamente e sem visibilidade plena a respeito de subcomponentes individuais) a partir de métricas construídas a partir do formato de registros proposto.

A agregação de todas as informações relevantes para o registro ex post é sintetizada na Tabela 2 a seguir. A análise final de cada intervalo de referência para cada agente DSO e para cada barra de fronteira depende da medição real efetivamente observada, das instruções recebidas (no pré-despacho do dia seguinte e próximo ao tempo real), e de todas as previsões feitas. Destacamos também na Tabela 2 a informação da antecedência (em minutos) com a qual foi enviada a última instrução de redespacho pelo ONS. O princípio chave é que, como indicado na seção 5.2.3, uma instrução enviada pelo ONS, “próxima demais” do tempo real, pode implicar que não haveria tempo suficiente para a comunicação do DSO com os REDs – de modo que o ONS deveria ser mais tolerante caso o DSO não tenha sido capaz de responder a uma instrução recebida com esta antecedência muito curta.

Tabela 2 – Compilação de informações para avaliação da qualidade de prestação do serviço de DSO

Intervalo de referência	Agente e barra de fronteira	Medição (MW)	Redução instruída tempo real (MW)	Antecedência envio tempo real (min)	Previsão H-1 (MW)	Previsão H-2 (MW)	Previsão H-3 (MW)	Previsão D-1 (MW)	Redução instruída D-1 (MW)
18:00-18:05	DSO A_1	62	-10	20	75	68	60	60	-30

Nota-se ainda que há uma linha de registro para cada intervalo de 5 minutos (maior granularidade disponível para as previsões e medições), de modo que uma mesma previsão submetida pelo DSO para o dia seguinte (referenciando um intervalo mais longo de 30 minutos) será reproduzida múltiplas vezes, com a mesma informação constando na coluna “Previsão D-1” de todos os sub-intervalos de 5 minutos contidos no mesmo intervalo de 30 minutos.

De modo a apresentar as informações da forma mais sintética possível, a maior parte das colunas apresentadas na Tabela 2 contém valores agregados em MW, o que em particular implica em agregar as componentes “despachável” e “inflexível” (e “despachada”) se aplicável), sempre incorporando a redução instruída no D-1 às quatro previsões representadas. Com isto, a interpretação mais direta é que as variações entre previsões sucessivas (de D-1 para H-1, de H-1 para H-2, e de H-2 para H-3) representam refinamentos de previsão, que devem ser comparados com a *diferença* da coluna de “medição” com a coluna da “redução instruída tempo real” – já que as previsões anteriores, embora incorporassem a redução instruída no D-1, não incluem a redução instruída próximo ao tempo real.

No exemplo acima, a previsão submetida em H-1 foi de fato a mais acurada para o intervalo considerado e na distribuidora em questão – considerando a medição de 62 MW e a instrução de reduzir o despacho em 10 MW (incrementalmente aos 30 MW de redução instruídos em D-1), tem-se uma linha de base de 72 MW, bastante próxima da previsão de 75 MW submetida em H-1. Comparações similares podem ser feitas usando as informações das previsões anteriores.

5.3 Responsabilidades e incentivos

Assim como apresentado para o item 4.3, para um adequado desenho desta iniciativa específica, é importante a definição de quais são os principais agentes responsabilizados, e que tipo de remuneração e incentivos estão previstos. Ainda, é relevante que se tenha claro as expectativas impostas a diferentes tipos de agente – seja o Regulador, TSO, distribuidoras (seja dentro da sua competência de DSO ou na interface com outras competências), REDs, e agregadores. De maneira geral, é interessante, mesmo que não mandatório, que novas exigências e responsabilidades sejam acompanhadas de uma componente de remuneração que possa cobrir os custos associados – ou, preferivelmente, que aloque aos agentes os ônus e bônus associados ao cumprimento destas responsabilidades.

5.3.1 Distribuidoras (DSO)

A introdução de uma iteração adicional intradiária exige alguns investimentos adicionais da distribuidora em comparação com a proposta introduzida no Capítulo 4 – embora em sua maior parte estes investimentos possam ser entendidos como parte da obrigação da distribuidora para prestar o serviço regulado de DSO, que é sua atribuição (como introduzido no Capítulo 3). O DSO deverá ser responsável por, ao receber as instruções do TSO referenciadas na barra de fronteira do sistema, “traduzir” estas instruções em uma instrução de despacho para cada RED individual, e em seguida enviar estas orientações aos REDs individuais.

A distribuidora também precisa evidentemente estar pronta para submeter novas previsões a cada hora, com horizonte de uma a três horas à frente. Estas previsões provavelmente envolverão um conjunto de procedimentos diferente daqueles envolvidos nas previsões um dia à frente, devido à natureza das informações disponíveis, tempo computacional exigido, horizonte e outras características que diferenciam estes dois momentos.

A interface com os REDs também muda de natureza – além da distinção entre os REDs “despacháveis” e “não despacháveis”, pode haver ainda o registro de REDs “parcialmente despacháveis”, que podem receber orientações de despacho 1 dia à frente, mas não 1 hora à frente. E, evidentemente, a infraestrutura de comunicação com os REDs precisa ser mais eficiente, possibilitando que o DSO (na sua condição de intermediário) repasse a orientação de despacho enviada pelo TSO aos REDs que devem sofrer *curtailment* dentro do intervalo de uma hora disponível para isto.

5.3.2 REDs e agregadores

Também do ponto de vista dos REDs, é necessário fazer as adaptações necessárias para (caso aplicável) receber as instruções de despacho do DSO para o período 1 hora à frente e implementá-las fisicamente na operação do seu ativo; além de enviar previsões atualizadas para o DSO (referentes aos períodos de 1 a 3 horas adiante como indicado na seção 5.2.1) caso este seja um requerimento exigido.

Uma preocupação, como explorado na seção 5.2.3, é a dificuldade de se implementar *incentivos* para que seja interessante para os REDs de fato investirem neste mecanismo. Ainda que seja possível simplesmente colocar uma obrigação de que os REDs (particularmente novos acessantes) estejam sujeitos e devam respeitar as orientações recebidas do TSO (como explorado no Capítulo 3) por meio da intermediação do DSO, é de se esperar que os agentes busquem formas de burlar o mecanismo, como por exemplo distorcendo as suas previsões para mitigar o efeito do *curtailment* ou realizando

cortes inferiores ao instruído. Pode ser difícil para o TSO identificar a ocorrência de não cumprimento, por parte dos REDs, das instruções de despacho de forma intencional (*maliciosamente*), particularmente considerando a possibilidade de um aumento na disponibilidade de recursos renováveis em determinado período (já que, como indicado na seção 4.2.2, as instruções de *curtailment* são expressas como um percentual). A falta de uma linha de comunicação e medição direta entre o TSO e o RED, embora perfeitamente justificável do ponto de vista técnico e burocrático, também introduz uma fricção adicional, e coloca muita responsabilidade sobre o DSO.

Na prática, espera-se que, ao menos em uma primeira versão do mecanismo de viabilização de uma dinâmica em tempo real descrita neste Capítulo (antes da implementação de sinais de preço mais claros, por exemplo por meio da integração do mecanismo de despacho com o mercado elétrico) a responsabilidade dos REDs esteja limitada a executar os despachos instruídos pelo DSO. A falta de um alinhamento de incentivos implica que as previsões submetidas pelos REDs não seriam críveis, de modo que seria melhor não serem utilizadas: em vez disso, caberia ao DSO produzir suas próprias previsões de forma independente (tanto para o dia seguinte quanto para a hora seguinte). Quanto às instruções transmitidas pelo TSO, o DSO deve ser capaz de cortar ou limitar as injeções na rede de um RED que se mostre sistematicamente não cumpridor das instruções recebidas – o que implicaria em incentivo suficiente para que seja possível esperar que o RED cumpra com as instruções de despacho.

5.3.3 TSO e instituições

Na proposta apresentada neste Capítulo, a realização de uma iteração adicional de mercado pode aproveitar grande parte do trabalho já realizado pelas instituições no esforço da implementação do primeiro mecanismo capaz de transmitir instruções de despacho do TSO para os REDs, detalhado no Capítulo 4. Ainda assim, a adição de uma iteração adicional 1 hora antes do tempo real implicaria em desafios adicionais para as instituições.

Talvez a mudança mais notável seja que o ONS precisaria avaliar como os seus procedimentos operativos precisariam ser adaptados para acomodar esta iteração adicional com o DSO. Além de eventuais alterações e ajustes do procedimento SINapse atual, é importante levar em conta como as informações submetidas pelo DSO, a cada hora, deveriam ser incorporadas, também em conjunto com outras informações do sistema, para o envio de instruções próximo ao tempo real.

Além disso, o TSO deveria ser capaz de armazenar e sintetizar os dados de registro histórico, em uma estrutura como a que foi apresentada na seção 5.2.5.

5.4 Conclusões e síntese

Foi apresentada aqui uma primeira proposta de um protocolo para uma iteração adicional intradiária da dinâmica entre o TSO e o DSO, bem como uma série de possibilidades para o que poderia ser um “próximo passo” para estender o mecanismo de forma robusta e aplicável à realidade brasileira. O grande valor deste exercício é ao mesmo tempo manter a proposta em um nível de mudanças técnicas e regulatórias ainda relativamente controlado em relação à situação atual, ao mesmo tempo que trazemos elementos que permitem vislumbrar uma reforma mais ampla no futuro. A expectativa é que, ao focar em uma especificação de apenas dois principais protocolos de interação TSO-DSO (apresentados respectivamente no Capítulo 4 e 5), estes possam ser de fato compreendidos e analisados pelas empresas distribuidoras, viabilizando assim um diálogo que possa culminar com uma implementação efetiva e virtuosa do mecanismo.

É importante considerar, nas propostas de reforma, a factibilidade da sua implementação levando em conta a realidade regulatória e institucional brasileira atual. É neste sentido que propõe-se a implementação dos protocolos de despacho de REDs pelo TSO em duas fases, primeiramente com os protocolos para o dia seguinte (como apresentado no Capítulo 4) e em seguida implementando os protocolos de redespacho (como detalhado neste Capítulo 5). Ainda que seja possível extrair das melhores práticas internacionais indicativos de quais seriam os passos seguintes para o aprimoramento, é muito importante que os DSOs (e, idealmente, também os proprietários de REDs) sejam capazes de entender e absorver a proposta antes de introduzir novos elementos.

6 CONCLUSÃO

Este relatório tratou de três iniciativas específicas que foram selecionadas a partir de discussões realizadas junto ao ONS e instituições, tendo como base quatro categorias de “macro iniciativas” relacionadas a melhorias no tratamento técnico e regulatório da interface entre TSO e DSO exploradas no relatório II.A. Neste sentido, o intuito principal deste trabalho foi o desenho de um arcabouço mínimo para funcionamento das iniciativas selecionadas, quais sejam: (i) requisitos de conexão e medição, (ii) protocolo de despacho de REDs pelo TSO e (iii) viabilização de uma dinâmica em tempo real.

As iniciativas conversam entre si, e acabam por ter uma relação de interdependência. O primeiro e importante passo a ser dado é a adaptação, mesmo que gradual, dos requisitos de conexão e medição, que englobam a modernização dos requisitos de conexão, a definição clara do papel central do DSO na gestão dos REDs, regulamentações de margem de escoamento, o tratamento de instalações legadas e novos acessantes e a implementação do Mecanismo de gestão emergencial.

Com isso, apresentou-se no Capítulo 4 a sistematização do mecanismo específico para despacho de REDs pelo TSO, mediante intermediação do DSO. Neste, destaca-se o papel novamente central do DSO, que é responsável pela submissão de previsões ao TSO que, por sua vez, deverá determinar o despacho para o dia seguinte, com único e exclusivo contato com o DSO. A despachabilidade, neste mecanismo, precisa ser fruto de definição regulatória, e introduz-se a discussão sobre como tratar os agentes legados e os novos acessantes. Inicialmente, sugere-se que a regra seja aplicada apenas aos novos entrantes, como antecipado no Capítulo 3.

De forma complementar, pode-se avaliar a possibilidade de estender tal obrigação de despachabilidade ou corte de geração aos agentes legados, mediante período de transição. Porém, é preciso, acima de tudo, avaliar o risco de judicialização do tema, levando o mecanismo ao risco de inviabilização. Por fim, expõe-se no Capítulo 5, um “alargamento” do protocolo de despacho para o dia seguinte discutido no Capítulo 4, de modo a implementar um protocolo de despacho em tempo real, o que introduz elementos de complexidade, mas, ao mesmo tempo, também pode gerar grandes benefícios para o sistema.

Importa ressaltar que as regras de funcionamento dos mecanismos elencados deverão estar claras aos agentes envolvidos, de forma a contribuir com o sucesso destes. Nesse aspecto, com estas novas atividades, é importante que se possa avaliar a adoção de incentivos, prêmios e penalizações para extrair a melhor atuação dos agentes envolvidos.

Adicionalmente, neste novo contexto, o DSO precisa estar preparado para se adequar à nova infraestrutura em termos de medição, centros de controle, deve estar preparado para elaborar previsões, submetê-las, receber despachos e, por fim, operacionalizá-los. O DSO deverá gerir os mecanismos em discussão, *day-ahead*, *intraday* e emergencial, a partir da criação de novos protocolos para comunicação seja com os REDs e com o ONS.

Por outro lado, os REDs precisam estar preparados para as novas exigências, devendo se adequar aos novos padrões de comunicação e despacho, com a possibilidade, inclusive, de buscar soluções alternativas que maximizem seus ganhos, como inclusão de sistemas de armazenamento distribuído.

O ONS e as instituições serão responsáveis por operacionalizar os mecanismos, com a criação e adaptação de regras, assim como a definição se estes contarão com algum tipo de incentivo ou penalidade, garantindo o estabelecimento de um mercado competitivo com benefícios para o sistema como um todo.

7 REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, *Resolução Normativa no 956, de 7 de dezembro de 2021 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - Anexo VIII - Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. Accessed: Dec. 19, 2024. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_8_v13.pdf
- [2] ANEEL, *Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Anexo II - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*. 2021.
- [3] BRASIL, *Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024*. 2024. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/D12068.htm
- [4] ANEEL, *Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Anexo IV - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição*. 2021.
- [5] ANEEL, *Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Anexo V - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura*. 2021.
- [6] ANEEL, *Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Anexo III - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*. 2021.
- [7] ANEEL, *Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021.
- [8] ONS, *Despacho ANEEL nº 3.717/2023 - Submódulo 2.10 Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. 2023.
- [9] ONS, *Resolução nº 903, de 16 de dezembro de 2022 - Submódulo 7.5 Implantação de Sistemas Especiais de Proteção (Operacional)*. 2022. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.5-OP_2020.12.pdf
- [10] ANEEL, *Resolução Normativa No 1003, de 1o de fevereiro de 2022 - PRORET - Anexo XV Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA Versão 2.0 C*. 2022. Accessed: Dec. 12, 2024. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_3_V2_OC.pdf
- [11] ANEEL, *Resolução Normativa no 1091, de 14 de maio de 2024 - PRORET ANEXO XIII Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.2 CUSTOS OPERACIONAIS Versão 4.1*. 2024. Accessed: Dec. 19, 2024. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submd_2.2_V_4.1.pdf

[12] ANEEL, *Resolução Normativa no 1091, de 14 de maio de 2024 - PRORET - ANEXO XVII Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.5 FATOR X Versão 4.1*. 2024. Accessed: Dec. 19, 2024. [Online]. Available:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.5_V_4.1.pdf

[13] ANEEL, *Resolução Normativa no 905, de 8 de dezembro de 2020 - Regras dos Serviços a Transmissão de Energia Elétrica - Módulo 5 Acesso ao Sistema*. 2020. Accessed: Dec. 19, 2024.

[Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf