



Dynamic Line Rating

casos internacionais de implementação

Novembro, 2023

EEX
Evidência Express

ENAP

Expediente

Presidente

Betânia Peixoto Lemos

Diretora-Executiva

Natália Teles da Mota

Diretor de Altos Estudos

Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Educação Executiva

Iara Cristina da Silva Alves

Diretor de Desenvolvimento Profissional

Braulio Figueiredo Alves da Silva

Diretora de Inovação

Camila de Castro Barbosa Medeiros

Diretora de Gestão Interna

Lincoln Moreira Jorge Junior

Coordenadora-Geral de Avaliação e Organização de Evidências

Larissa Nacif Fonseca

Capa e Diagramação

Samyra Lima e equipe EvEx

Imagens

LineVision

Lorenzo Bianchi

Mestre em Economia (PUCRS).

Diego Pinheiro

Doutorando em Economia (FGV EESP).

Breno Salomon Reis

Mestre em Políticas Públicas (Insper).

O Evidência Express (EvEx) é uma iniciativa da Diretoria de Altos Estudos da Escola Nacional de Administração Pública (Enap) em parceria com a Universidade Federal de Brasília (UnB). A missão do EvEx é melhorar a tomada de decisão do setor público. Para isso a equipe sintetiza, produz e dissemina evidências que possam servir de base para o desenho, monitoramento e avaliação de políticas públicas.

Avaliações completas de políticas públicas são intensivas em tempo e custos. A fim de agilizar esses processos, o EvEx produz relatórios ágeis de evidências para a consolidação do conhecimento disponível e introdução de novos pontos de vista.

Os resultados dos produtos EvEx apoiam tomadores de decisão do setor público federal, subsidiando avaliações Ex Ante, Ex Post ou Análises de Impacto Regulatório. Beneficiam também os gestores públicos subnacionais, pesquisadores, docentes, servidores e demais interessados na sociedade civil.

Os produtos EvEx analisam evidências qualitativas e quantitativas, podendo ser demandados de forma avulsa ou em pacotes, sobre:

- Evolução do problema no Brasil e no mundo;
- Público-alvo de uma política;
- Causas e consequências do problema ou política;
- Soluções existentes para o problema;
- Impactos de intervenções ou políticas públicas.

Para mais informações, consulte nossa página (www.enap.gov.br/pt/servicos/avaliacao-e-organizacao-de-evidencias) ou entre em contato: evidencia.express@enap.gov.br.



Sumário Executivo

- Este relatório apresenta uma coletânea de experiências de implementação da tecnologia Dynamic Line Rating (DLR) na Alemanha, Bélgica, Reino Unido e Estados Unidos.
- Nos casos investigados foi possível observar a existência de projetos isolados de implementação de DLR associados a transmissores específicos, ou projetos de inovação para teste do uso da tecnologia ao invés de implementação em larga escala da tecnologia no circuito elétrico.
- Na Alemanha, foi analisado um caso de implementação do DLR com uma das empresas que opera as linhas de transmissão elétrica no país, a Amprion, que iniciou a adesão à tecnologia em 2017. Nesse caso foi identificado que a instalação da tecnologia possibilitou aumentar em mais de 20% os limites térmicos das linhas de transmissão.
- Nessa experiência da Amprion da Alemanha também foi identificado que o uso da tecnologia proporcionou uma economia de 1,15 bilhões de euro por ano em relação ao modelo de *static line rating* devido à redução de custos na aquisição de baterias e instalações solares.
- Na Bélgica o sistema de transmissão de energia é operado por uma única companhia chamada Elia. Essa companhia iniciou testes no uso de DLR em 2008 e foi gradualmente aumentando a incidência dessa tecnologia no *grid* elétrico.
- No Reino Unido foi observado a existência de projetos piloto de implementação de DLR realizado por diferentes companhias que operam o sistema elétrico do bloco. Esses projetos foram identificados em razão da existência de um programa de incentivos para a inovação no sistema elétrico chamado de *Network Innovation Allowance*.
- Os casos apresentados do Reino Unido apresentam heterogeneidades em relação a aspectos como tempo de duração dos projetos de implementação, extensão da rede elétrica atendida, localização no bloco e tecnologia dos dispositivos utilizados no uso de DLR. Porém, os casos analisados relataram benefícios do uso da tecnologia, como aumento da capacidade operacional das linhas e possibilidade de maior sobrevida da infraestrutura de transmissão de energia.
- Nos Estados Unidos foi encontrado um projeto de implementação de DLR no estado do Texas pela empresa Oncor. Esse caso trata-se de um projeto cofinanciado pela *Smart Grid Demonstration Program* do *U.S. Department of Energy*. Nesse caso foi reportado um ganho de capacidade operacional com a implementação do DLR de 6% a 14% para as linhas de 345 kV e 8% a 12% superior nas linhas de 138 kV em relação a metodologia de *ambient temperature rating*.

Sumário

1	Estrutura da Pesquisa	5
2	Alemanha	7
3	Bélgica	16
4	Reino Unido	19
5	Estados Unidos	25
6	Considerações Finais	28
	Referências Bibliográficas	33

1. Estrutura da Pesquisa

A tecnologia de Dynamic Line Rating (DLR), também conhecida como Real-Time Thermal Rating, é uma tecnologia que utiliza de informações sobre as condições físicas e climáticas para determinar a ampacidade de uma linha de transmissão de energia, ou seja, sua capacidade operacional máxima de transporte de energia sem ultrapassar a temperatura máxima admitida pelo condutor (IRENA, 2020).

As vantagens da adoção da metodologia de DLR para determinar a capacidade operacional de uma linha de transmissão de energia estão relacionadas a utilização de sensores de monitoramento para estimar em tempo real a ampacidade das linhas de energia. Na situação oposta, onde o cálculo da capacidade operacional é realizada de forma estática, a determinação da capacidade de operação é feita a partir de estimativas baseadas em médias ou cenários assumidos de condições climáticas para determinar a ampacidade da linha (LEE; NAIR; SUN, 2022).

Com a metodologia de DLR, o monitoramento das condições locais em conjunto com a automatização da interpretação de dados possibilita que o operador maximize a carga operada na linha a qualquer momento no tempo pela determinação das condições locais em tempo real de aspectos como velocidade e direção do vento, radiação solar e temperatura ambiente (IRENA, 2020). Desta forma, o uso dessa tecnologia pode possibilitar a diminuição de congestão nas linhas de energia, otimizar o uso dos ativos de operação do circuito elétrico de maneira segura, aumentar a eficiência de custo da operação das linhas de transmissão e evitar investimentos para ampliação das linhas de energia (IRENA, 2020).

Os desafios relacionados à implementação dessa metodologia incluem uma série de variáveis, como a determinação de onde e quantos dispositivos de medição devem ser instalados, a medição da capacidade operacional da linha, a automatização da coleta de dados locais das linhas de transmissão de energia, a integração com outros sistemas para o cálculo da capacidade dinâmica da linha e a capacitação dos operadores para uso das informações (ENERGY, 2014).

Este relatório possui o objetivo de apresentar casos de aplicação da tecnologia Dynamic Line Rating (DLR) em experiências internacionais selecionadas. Com este intuito foram pesquisados casos descrevendo a implementação dessa metodologia em quatro países: Alemanha, Bélgica, Reino Unido e Estados Unidos. Nos casos se procurou descrever o processo de implementação dessas tecnologias, evidenciando os aspectos tecnológicos da metodologia DLR utilizada em cada caso, os desafios e impactos relativos à adoção da tecnologia e, quando possível, os aspectos econômicos-financeiros envolvidos nessas aplicações.

Este relatório está dividido em seis seções incluindo esta introdução. Nas próximas quatro seções serão descritos os casos identificados de implementação de DLR nos países investigados. Na

sexta e última seção serão apresentadas algumas considerações sobre os casos apresentados e os aspectos comuns mencionados nessas aplicações e seus pontos de destaque para orientar a aplicação prática do tema.

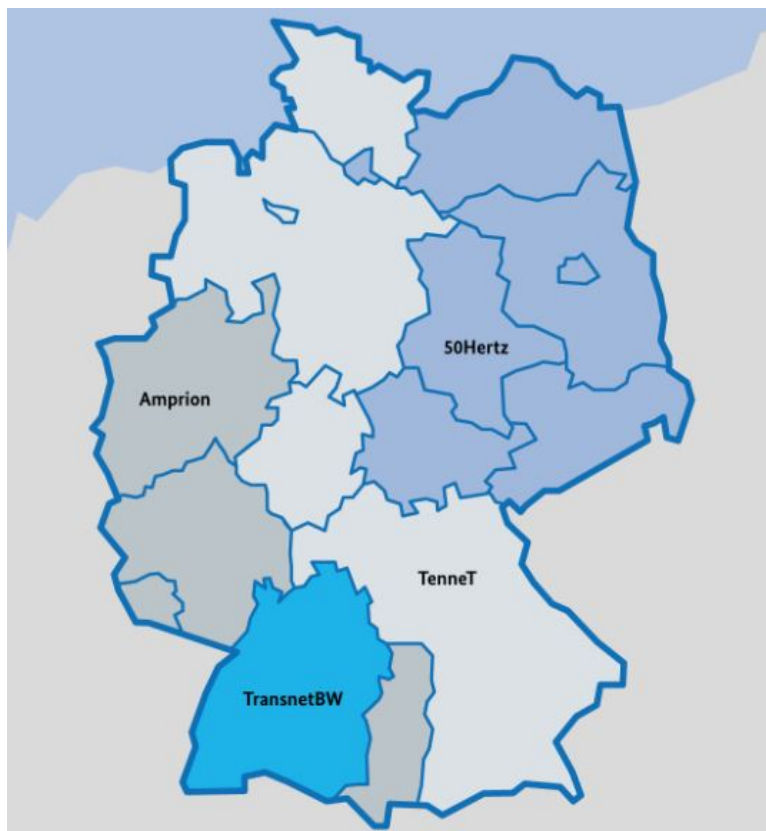
Salientamos que a pesquisa foi elaborada de maneira independente pelo Evidência Express (EvEx) entre setembro e início de novembro de 2023 em linha com o objetivo institucional do EvEx de oferecer, em um curto intervalo de tempo, evidências que possam servir de base para o desenho, monitoramento e avaliação de políticas públicas e a análise de impactos e resultados regulatórios. Desta forma, os resultados e conclusões apresentados neste relatório não devem ser tratados como recomendações finalísticas para a construção e aprimoramento do ambiente regulatório e devem ser interpretados em conjunto com outros fatores relevantes a aplicação do tema investigado.

2. Alemanha

O sistema de transmissão alemão é dividido em quatro regiões conhecidas como áreas de controle. Cada área de controle possui um operador de sistema de transmissão (OST) responsável pela segurança e estabilidade da rede: Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH e 50Hertz Transmission GmbH (SMARD-STROMMARKTDATEN, 2023). Conforme mostra a Figura 2.1, o sistema da TenneT atravessa toda a Alemanha, desde a fronteira com a Dinamarca, no norte, até os Alpes, no sul. O sistema de transmissão da 50Hertz, por sua vez, está localizado no norte e leste do país. A Amprion opera os sistemas no oeste e sudoeste, e a TransnetBW é responsável por grande parte da rede no estado de Baden-Württemberg.

A rede elétrica alemã está dividida em vários níveis de tensão, sendo os sistemas de transmissão os mais elevados. Eles atravessam todo o país com uma tensão de pelo menos 220 quilovolts (kV), transportando eletricidade a grandes distâncias. Os sistemas de transmissão também ligam a rede alemã às dos seus vizinhos através de interligações transfronteiriças e cabos submarinos, permitindo o comércio de eletricidade através das fronteiras europeias.

Figura 2.1: Companhias de transmissão elétrica na Alemanha



Fonte: Smard-Strommarktdaten (2023).

Hoje, o DLR é aplicado pelos OSTs em alguns projetos e de forma simplificada, distinguindo entre capacidades regionais de inverno e de verão. Isso deverá mudar de acordo com o plano de desenvolvimento de rede da Agência Federal de Redes alemã, que apela aos OSTs para implementarem DLR em tempo real sempre que possível (GLAUM; HOFMANN, 2023). Através da consulta nas plataformas oficiais de cada OST, foi possível obter informações sobre a implementação do DLR apenas para a Amprion. De acordo com o *Market Report* de 2020 da companhia, a mesma iniciou o processo de adesão do DLR em algumas das principais linhas de transmissão no final de 2017. Desde então, a contínua instalação da metodologia foi capaz de aumentar em mais de 20% os limites térmicos, em particular durante condições de tempo frio, normalmente associadas a uma elevada demanda de eletricidade (AMPRION, 2020).

Com o desenvolvimento do DLR em 2019, a Amprion pôde também aumentar a capacidade máxima de transmissão das linhas de transmissão internas do distrito de Emsland em 25%. Essas linhas estão localizadas no norte da área de controle da Amprion e conectam parques eólicos *offshore* à rede de transmissão europeia. O aumento na capacidade de transmissão destas linhas cruciais resultou em menos congestionamentos e, portanto, permitiu maiores tráfegos na Europa Centro-Occidental. Com o sucesso do DLR em Emsland, a Amprion instalou, ainda em 2019, 16 estações meteorológicas adicionais, localizadas ao longo dos circuitos mais carregados em locais meteorologicamente expostos (ou seja, postes e subestações). O *Market Report* de 2020 da companhia destaca que havia planos para instalar 200 estações meteorológicas até o final de 2022. Contudo, a confirmação dessa informação não consta nos relatórios dos anos seguintes.

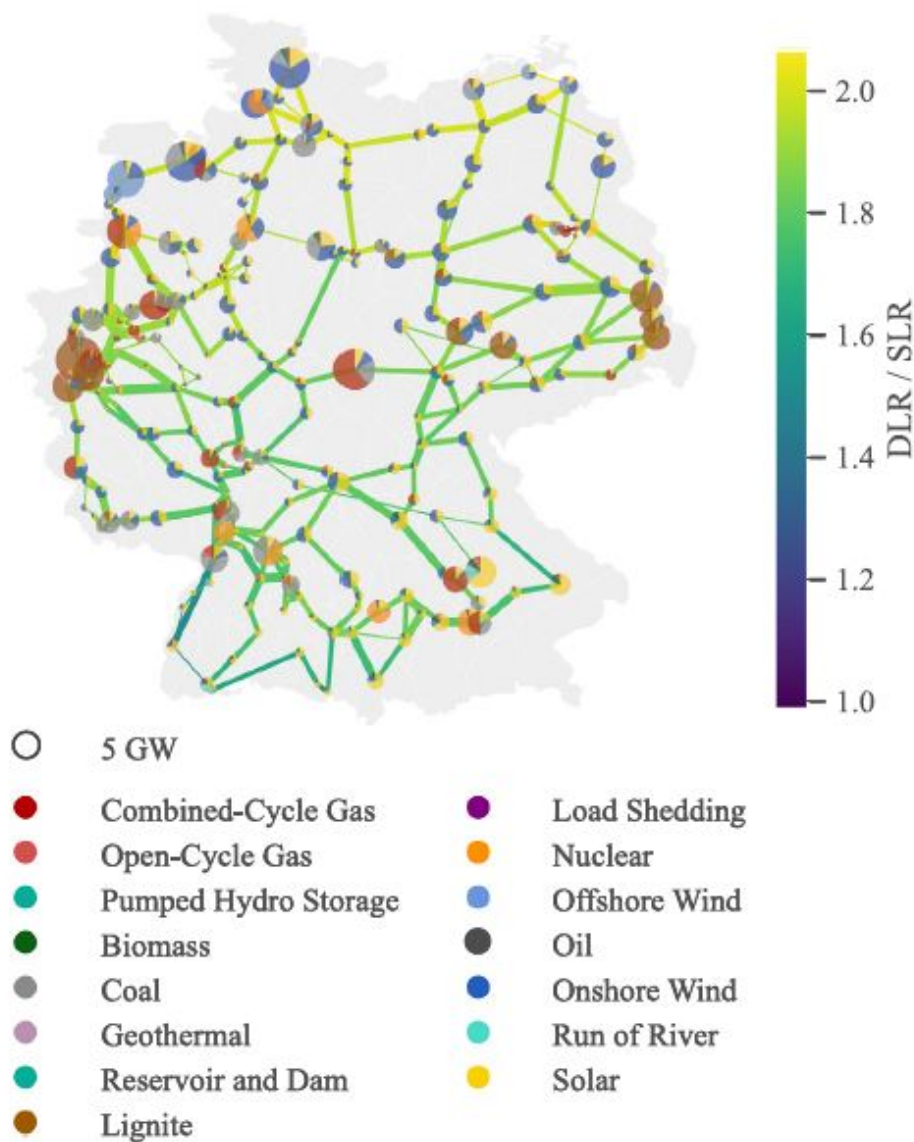
Durante o processo de busca de informações, também foi encontrado um artigo publicado ainda este ano no periódico *Applied Energy* que aborda a presença da tecnologia de DLR na rede de transmissão da Alemanha. O estudo, intitulado *Leveraging the existing German transmission grid with dynamic line rating*, avalia o impacto da instalação do DLR nas linhas de transmissão alemã sob diversas óticas e considerando três tipos de cenário:

- Primeiro, os autores quantificam os benefícios do DLR na rede existente, otimizando toda a rede de operação de 2019 para validar o modelo e demonstrar os benefícios de curto prazo do DLR.
- No segundo cenário, os autores executam uma otimização de investimento para o ano de 2030 para mostrar os benefícios de longo prazo do DLR. Ao impor uma quota de produção renovável de 80%, designada como quota renovável, eles são capazes de avaliar o DLR como uma medida de apoio para atingir a meta do governo alemão de 80% de fornecimento de energia renovável até 2030.
- Além disso, o governo alemão visa a neutralidade climática do setor energético até 2035. Assim, no terceiro cenário a quota renovável é alterada de 85% a 100% em passos de 5%.

A Figura 2.2 apresenta a disposição geográfica da rede existente e capacidades de transmissão para o cenário de 2019. Os círculos com suas subdivisões mostram a capacidade instalada de geração de energia por local e tecnologia sendo sua área proporcional à capacidade. As larguras das linhas

de transmissão indicam as capacidades nominais instaladas, enquanto suas cores mostram a variação média relativa da capacidade quando se aplica o DLR. Nesse último caso, vemos que as alterações na capacidade média das linhas variam em toda a Alemanha. No norte, a capacidade da linha aumenta entre 60% e 90%, enquanto no sul aumenta entre 30 e 50%. Nota-se que este efeito está relacionado com velocidades médias mais elevadas do vento no norte da Alemanha.

Figura 2.2: Layout de capacidade do cenário de 2019 do sistema elétrico alemão

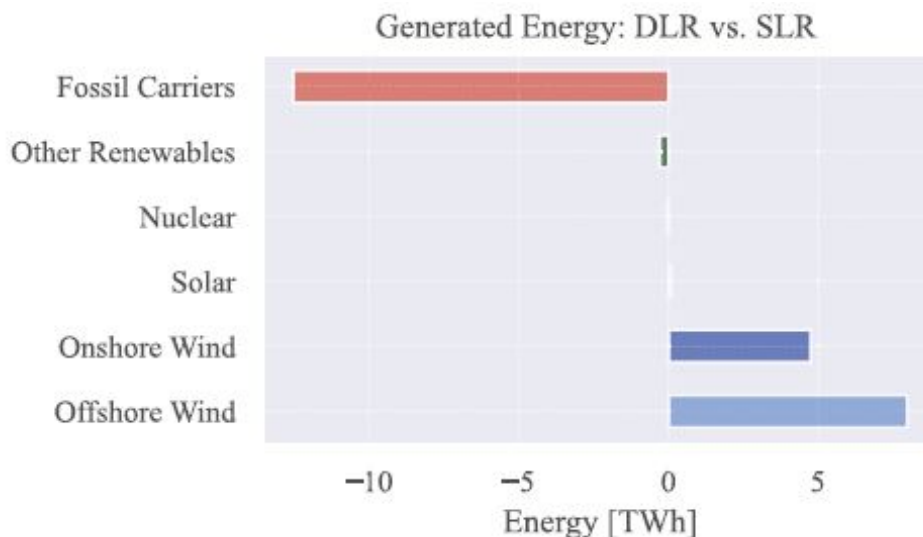


Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

Na otimização operacional, os efeitos também são significativos. A Figura 2.3 mostra a diferença de oferta ao passar de SLR para DLR no cenário de 2019. Dos 490 TWh de geração líquida total de eletricidade ao longo do ano, 31% (149 TWh) são fornecidos pela geração de energia fóssil (carvão, lenhite e gás) com SLR. Esta proporção cai para 28,9% (137 TWh) com a implementação do DLR, enquanto a participação da energia eólica *onshore* aumenta de 24% (116 TWh) para 25% (122 TWh) e da energia eólica *offshore* de 4,4% (21,4 TWh) para 5,8% (28,3 TWh).

Somente com a mudança na operação, o sistema economiza cerca de 583 milhões de euro por ano em despesas operacionais (OPEX), o que se traduz em cerca de 7% do custo total¹. Além da poupança do OPEX, a implementação do DLR leva a uma redução das emissões de carbono de 10,8 MtCO₂ (6,5%) em comparação com o modelo SLR.

Figura 2.3: Diferença de oferta entre operação otimizada com DLR e SLR no cenário de 2019

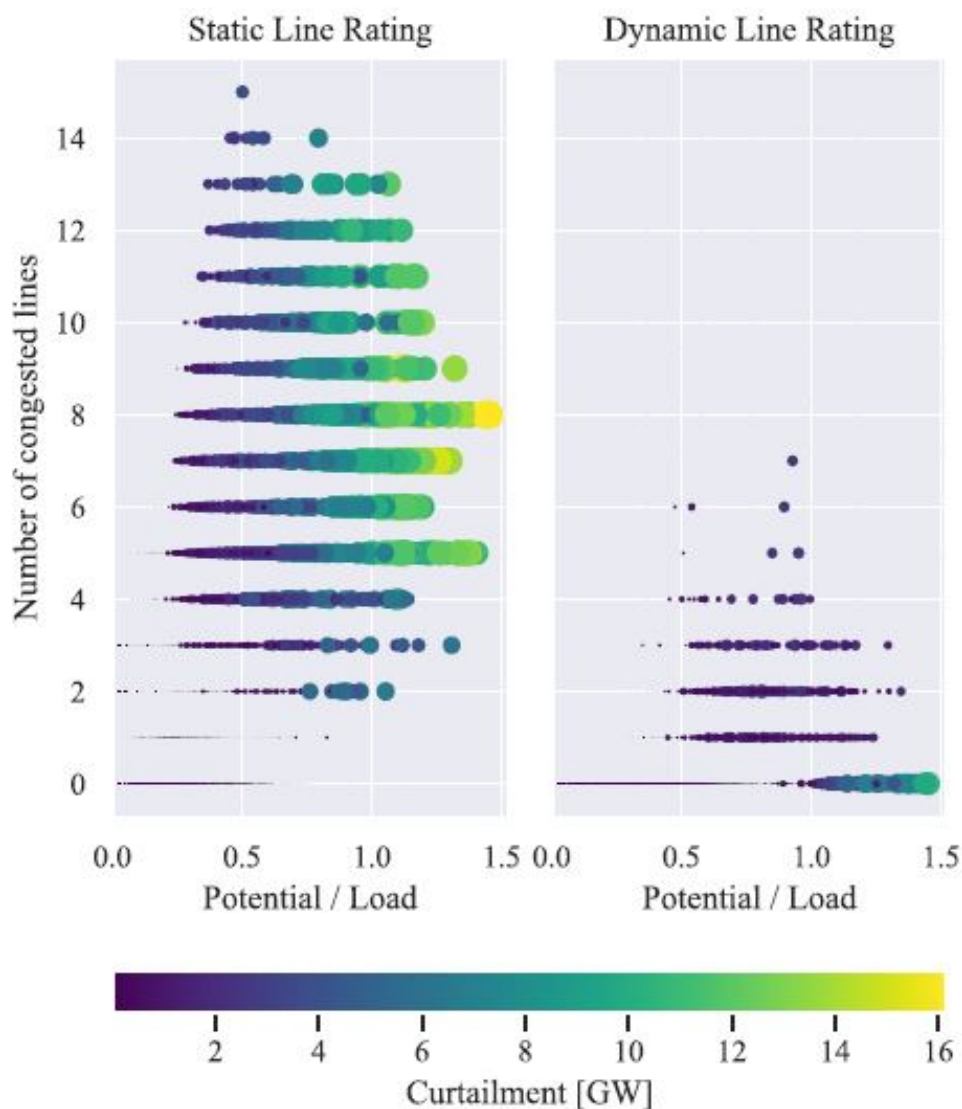


Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

A principal razão para a mudança na geração é a melhoria da capacidade de transmissão durante os períodos em que a energia eólica foi reduzida. A Figura 2.4 mostra o número de linhas congestionadas como função do potencial total de energia renovável em relação à carga total em cada intervalo de tempo. A cor e o tamanho dos pontos indicam a redução de energia renovável. Destaca-se que o DLR (painel direito) leva a uma diminuição significativa no congestionamento de transmissão, bem como no encurtamento de energia renovável. Enquanto o modelo SLR (painel esquerdo) apresenta até 16 linhas congestionadas, no máximo 8 linhas estão congestionadas no modelo DLR. Em particular, em momentos de escassez de energia renovável ($\text{Potencial/Carga} < 1$), o sistema SLR tem de reduzir 7 vezes mais energia devido ao congestionamento da transmissão. Isso não vale para o modelo DLR. O mesmo se aplica aos períodos com excesso de energia renovável ($\text{Potencial/Carga} > 1$), onde a energia é principalmente reduzida devido ao excesso de oferta no modelo DLR e reduzida devido ao excesso de oferta e congestionamento no modelo SLR.

¹O preço do gás assumido nesta contabilidade é de 27 euros/MWh. Considerando o aumento dos preços do gás para cerca de 150 euros/MWh devido à atual crise energética, levaria a economia de custos significativamente maiores.

Figura 2.4: Número de linhas congestionadas para SLR e DLR em função da relação entre o potencial de geração renovável e a carga por hora durante o ano



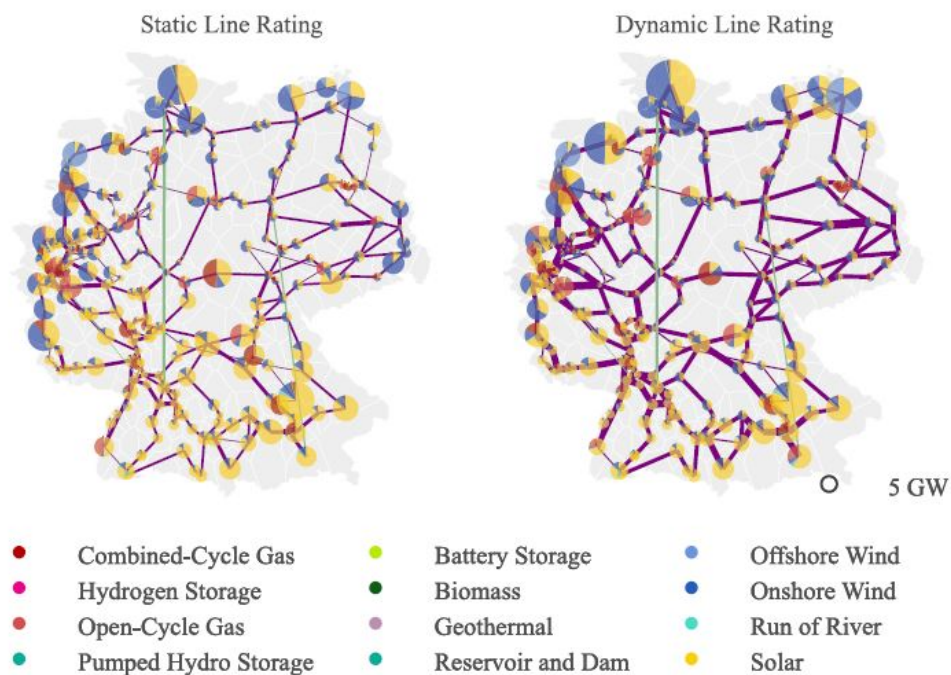
Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

No cenário para 2030, a capacidade das centrais renováveis, turbinas a gás, baterias e infraestrutura de hidrogênio são otimizadas. Da frota de centrais existentes, apenas estão incluídas as centrais a gás com data de desativação posterior a 2030. Para alinhar o modelo de simulação com os planos governamentais de eliminação progressiva do carvão, os autores não consideram a utilização de ativos existentes de carvão e lenhite.

A Figura 2.5 mostra a distribuição espacial de geração e capacidades de transmissão no modelo SLR e DLR. No modelo DLR, as capacidades das linhas são mais elevadas assim como são construídas mais capacidades renováveis no norte da Alemanha. Juntamente com as mudanças no layout de capacidade, percebemos mudanças significativas na operação. Ao implementar o DLR, o fator de capacidade da energia eólica *onshore* é aumentado de 21% para 22,5%, levando a um fornecimento adicional de 1,5 TWh pela energia eólica *onshore*, apesar da sua menor capacidade. O fator de

capacidade da energia eólica *offshore* aumenta de 39,1% para 41,5%, levando a uma oferta adicional de 17,7 TWh. Em contraste, cerca de 17,5 TWh a menos são produzidos em instalações solares. Ao reduzir o uso de tecnologias de armazenamento e as perdas associadas, o sistema produz 91 GWh a menos no total com DLR.

Figura 2.5: Layout de capacidade do cenário de 2030 do sistema elétrico alemão

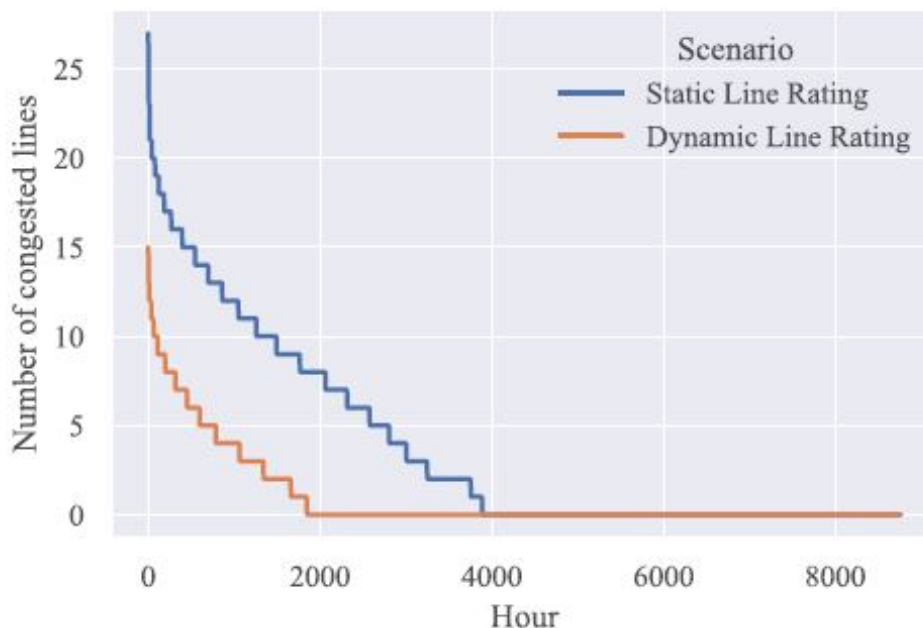


Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

A Figura 2.6 mostra a curva de duração do congestionamento total ao longo do ano de simulação. Vemos que através do DLR o congestionamento de transmissão é significativamente reduzido. Mais de três quartos do ano estão livres de congestionamento, enquanto que para o SLR o congestionamento aparece em quase 4.000 horas. Além disso, o número de linhas com congestionamento máximo cai de 58 para 14 ao passar de SLR para DLR.

A partir dessas informações, conclui-se que a implementação do DLR permite que o modelo integre melhor a energia eólica *offshore* no sistema. Ao aproveitar o potencial eólico *offshore*, o modelo DLR lucra com o fornecimento de energia relativamente estável. A capacidade de transmissão melhorada, por sua vez, permite que a energia eólica *offshore* penetre mais profundamente no sistema, reduzindo significativamente a necessidade de armazenamento de curto-prazo, solar, e de energia eólica *onshore*. No geral, o modelo DLR é 1,15 bilhões de euros/ano mais barato que o modelo SLR, sendo a maior parte da economia de custos devido à redução das instalações solares e de baterias.

Figura 2.6: Curva de duração para número de linhas congestionadas no caso de estudo de 2030



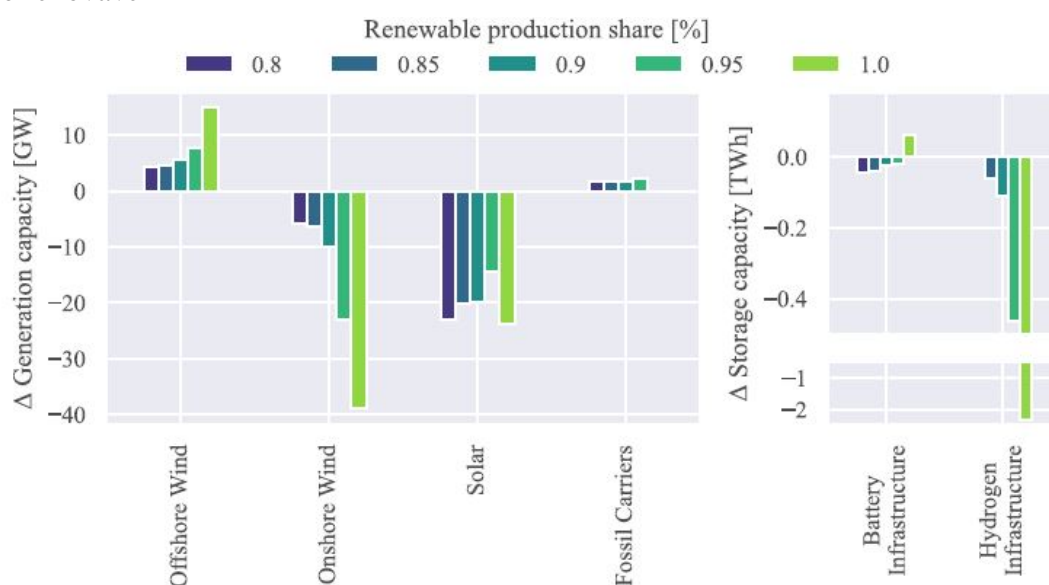
Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

No último cenário estudado, os autores variam gradualmente a quota de produção de tecnologias renováveis no modelo SLR e DLR de 80 a 100%. Essa variação representa o caminho de 2030 a 2035 em que o governo alemão visa um setor energético quase descarbonizado. Para este cenário não são considerados limites de DLR.

A Figura 2.7 mostra as mudanças de capacidade entre o modelo SLR e DLR para todas as proporções de energias renováveis consideradas. Assim como foi visto no cenário de 2030, os modelos DLR requerem menos capacidade de geração para todas as tecnologias, exceto a eólica *offshore*. A capacidade eólica *offshore* ideal no modelo DLR aumenta continuamente com a proporção das energias renováveis, de +4,3 GW com uma participação de 80% para +14,9 GW com uma participação de 100%. Para a energia eólica *onshore*, percebemos uma tendência oposta. Com o aumento da quota renovável, o DLR constrói progressivamente menos capacidade, resultando numa redução de 39 GW. A diferença nas capacidades solares para o DLR diminui primeiro de -23 GW a 80% para -14 GW a 95% em comparação com o modelo SLR. Aqui, o modelo DLR vê uma vantagem na integração de mais energia solar na rede. No entanto, com o forte aumento da energia eólica *offshore* no modelo DLR com uma quota de 100% de energias renováveis, é novamente necessária menos capacidade solar, com -23,8 GW. Em relação aos geradores fósseis, o DLR constrói um pouco mais de capacidade com +1,68 GW a 80% a +2,2 GW a 95% de participação na produção. No entanto, embora sejam construídas mais capacidades no caso de 95%, os geradores fósseis do modelo DLR geram -40 GWh menos eletricidade. Isso indica que o modelo DLR apenas constrói mais capacidades de geradores fósseis porque requer uma maior produção de energia fóssil durante horas únicas com recursos eólicos escassos. Para o caso de participação 100% renovável, tanto no modelo SLR quanto no DLR a capacidade de geração fóssil cai a zero devido à descarbonização total do modelo.

Ao analisar a infraestrutura de armazenamento, a Figura 2.7 mostra que em geral o DLR precisa de menos capacidade de armazenamento do que o SLR. Para infraestrutura de bateria, o DLR constrói -45 GWh menos capacidade com 80% de participação. No entanto, com o aumento da quota renovável, o DLR constrói gradualmente mais capacidade da bateria, o que finalmente leva a um aumento da capacidade da bateria de +61 GWh com 100% de quota. Quanto à infraestrutura de hidrogênio, o DLR exige uma expansão menor para todas as quotas de energia renovável acima de 80%, com a diferença aumentando à medida que a quota aumenta, para -2,35 TWh de capacidade de armazenamento com uma quota de 100% renovável.

Figura 2.7: Mudança na capacidade ampliada de geração e armazenamento para diferentes parcelas de produção renovável

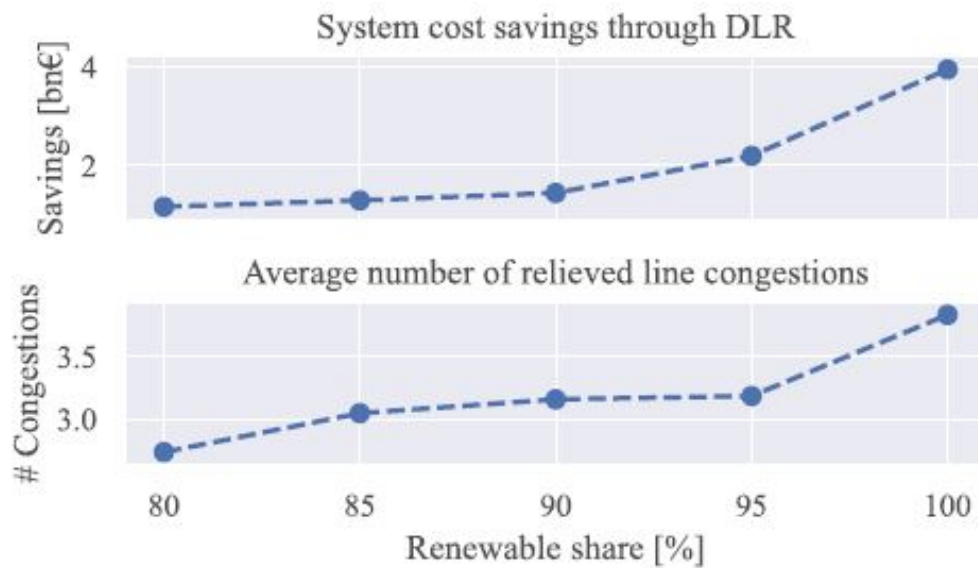


Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

Por fim, na Figura 2.8, a diferença de custo e congestionamento da rede é representada quando se passa de 80 para 100% de participação renovável. As economias de custos do DLR em comparação com o SLR aumentam de 1,2 bilhões de euros/ano com 80% de parcela renovável para 3,9 bilhões de euros/ano com 100% de parcela renovável. A esse respeito, os custos estimados de uma implementação de DLR em todo o sistema de aproximadamente 80 milhões de euros/ano se tornam insignificantes, assumindo um custo de instalação de 80 mil euros por km de linha, taxa de juros de 8% e vida útil de 30 anos. As economias de custos decorrentes do DLR permanecem na ordem dos bilhões de euros por ano, mesmo que, devido à maior modernização das linhas de transmissão com DLR, a vida útil média diminua alguns meses ou anos.

Em termos de número de linhas congestionadas, o DLR mostra igualmente um benefício crescente no alívio do congestionamento com quotas renováveis mais elevadas. À parcela de 80% de energia renovável, o alívio do congestionamento proporcionado pelo DLR em comparação com o SLR é de 2,7 linhas, enquanto que com 100% de uso renovável esse alívio sobe para 3,8 linhas.

Figura 2.8: Mudanças nas economias de custos e linhas congestionadas da passagem de SLR para DLR para diferentes parcelas de produção renovável



Fonte: Glaum e Hofmann (2023).

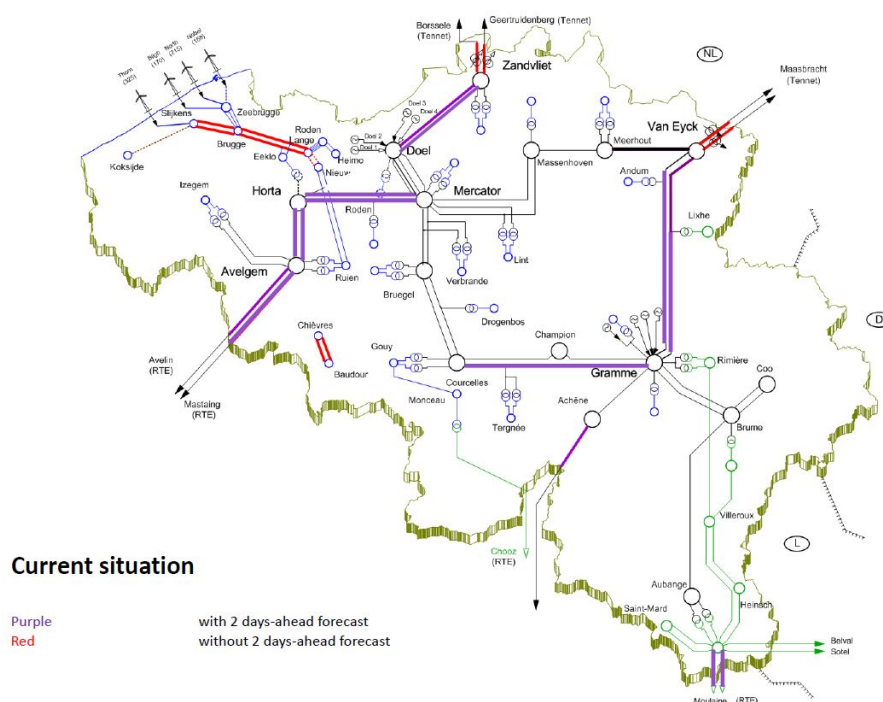
Em resumo, Glaum e Hofmann (2023) apresentam evidências de que, dadas as atuais necessidades urgentes de descarbonização do sistema de geração de energia, o DLR é um complemento economicamente viável à expansão da capacidade de transmissão, não só aumentando o bem-estar total através de uma medida não invasiva, mas também reduzindo o congestionamento da rede.

3. Bélgica

O sistema de transmissão belga é totalmente operado pela Elia. O sistema de transmissão de eletricidade dessa companhia cobre níveis de tensão que variam de 380 kV a 30 kV, com infraestrutura tanto em terra como no mar (ELIA, 2023). Em colaboração com a Ampacimon, a Elia testou o DLR pela primeira vez numa linha de transmissão de 380 kV em 2008. Após 3 anos de testes e melhorias deste protótipo, em 2011 duas linhas de 150 kV na região costeira belga foram equipadas com módulos da Ampacimon e tecnologia de previsão de 1 hora a frente (*Forecast 1hs*). Após 3 anos de retorno de experiência destes primeiros módulos de produção, a Elia decidiu em 2014 instalar o *Forecast 1hs* nas linhas aéreas mais críticas da rede belga. Dessa forma, a Elia foi uma das pioneiras na Europa a utilizar esta tecnologia para a gestão operacional da rede (ELIA, 2017).

Em 2015, a Ampacimon desenvolveu para a Elia um novo algoritmo, o *Forecast Horizon*, de forma a fornecer uma previsão de ampacidade em linhas aéreas com até 60 horas de antecedência. A Elia decidiu instalar essas licenças nas cinco linhas de ligação de 380 kV mais limitantes devido à situação de adequação naquele momento na Bélgica. Nos anos seguintes, novas instalações do novo algoritmo se sucederam (ELIA, 2017). A Figura 3.1 apresenta o panorama das diferentes licenças de previsão, isto é, *Forecast 1hs* versus *Forecast Horizon*, em todas as linhas Elia instaladas com módulos Ampacimon no ano de 2019.

Figura 3.1: Panorama das linhas Elia instaladas com módulos Ampacimon e diferentes licenças de previsão em 2019



Fonte: ENTSO-E (2019).

Em 2017, um estudo publicado na plataforma de notícias do setor de energia mundial, a *T&D World*, avaliou alguns resultados da implementação da tecnologia DLR no formato *Forecast Horizon* em algumas linhas de transmissão localizadas nas fronteiras com a Holanda e a França. O estudo, intitulado *Dynamic Ratings Increase Efficiency*, aponta que a decisão da Elia de implementar o DLR em todas as interligações críticas de transmissão com a França e a Holanda partiu da necessidade de maximizar as importações de energia em tempo real e reduzir o risco de redução de carga durante o inverno de 2014-2015 (T&D WORLD, 2017).

A Bélgica tem 10 interligações transfronteiriças — seis linhas aéreas com a França e quatro linhas aéreas com a Holanda. A Elia decidiu equipar os oito interconectores mais críticos com DLR em parceria com a Ampacimon, que implementou sensores em tempo real e software de monitoramento de previsões. Para as interligações em que os condutores das linhas aéreas eram diferentes em cada lado da fronteira, a capacidade de transferência de carga da interligação era sempre significativamente inferior no lado belga. Assim, a primeira solução imediata foi equipar apenas o lado belga.

Os resultados do *Forecast Horizon* em relação à classificação estática de dezembro de 2014 à fevereiro de 2015 mostraram que a previsão média de 48 horas é 119% da classificação estática; a previsão de 48 horas ficou acima de 112% da classificação estática em 90% das vezes (T&D WORLD, 2017).

Durante o período de monitoramento de 12 meses, ocorreram diferentes situações de congestionamento nas linhas de transmissão. Durante o inverno de 2014-2015, as linhas aéreas da Holanda estavam altamente carregadas devido a importantes fluxos de carga da Holanda para a Bélgica. Durante o verão, os fluxos de carga dominantes deslocaram-se da Holanda para a fronteira francesa, e assim as linhas de transmissão de 380 kV da França tornaram-se altamente carregadas. De setembro a outubro, durante situações severas de rede, a classificação dinâmica foi absolutamente necessária para gerenciar o sistema de transmissão interligado com segurança. Consequentemente, foi importante instalar sistemas de monitoramento na rede de transmissão belga para acompanhar os fluxos de carga em todas as interligações fronteiriças selecionadas.

Para quantificar o benefício econômico da instalação da tecnologia DLR no formato *Forecast Horizon* nessas linhas selecionadas, uma simulação do acoplamento de mercado baseado em fluxo na região da Europa Centro-Occidental foi realizada com e sem as previsões DLR *Forecast Horizon*. Em 19 de fevereiro de 2015, o mercado estava limitado pela capacidade de importação de energia belga, mas ao utilizar a previsão esta limitação teria sido menos restritiva. Durante um período de 4 horas, o aumento na capacidade de previsão disponível para a Europa Centro-Occidental foi equivalente a um ganho de 247.250 euros (266.672 dólares), proporcionando uma importação belga adicional de 33 MW (T&D WORLD, 2017).

T&D World (2017) finaliza apontando que a instalação de DLR com *Forecast Horizon* nas fronteiras da Bélgica vem funcionando perfeitamente desde novembro de 2014, quando foi operacionalizada. Os autores também afirmam que as classificações dinâmicas proporcionaram um aumento na

capacidade de importação de energia com base nas condições meteorológicas observadas em tempo real. O monitoramento direto em tempo real permitiu que a Elia gerenciasse o sistema de transmissão com maior nível de confiança e segurança, porque as condições reais de curvatura do condutor da linha aérea são medidas.

4. Reino Unido

No Reino Unido não foi encontrada nenhuma informação que indicasse uma adoção generalizada da tecnologia de DLR pelas companhias que operam o sistema de transmissão elétrica do bloco. Além disso, em pesquisa ao portal online do Office of Gas and Electricity Markets, entidade responsável pela regulação das companhias que realizam transporte de gás e distribuição e transmissão elétrica no bloco, também não foram encontradas normas ou regulamentações quanto ao uso de DLR no sistema elétrico. No entanto, foram identificados projetos pilotos voltado ao uso de DLR em circuitos elétricos regionais do bloco em função da existência de uma política de inovação voltada para a inovação do setor elétrico chamada de Network Price Controls 2021-2028 (RIIO-2).

O RIIO-2 é um programa de inovação que prevê incentivos e financiamentos para que as companhias reguladas de gás e energia realizem atividades e projetos com foco na inovação dos seus segmentos de atuação. Esse programa é composto por duas partes: o Strategic Innovation Fund e o Network Innovation Allowance (OFGEM, 2023b).

O Strategic Innovation Fund (SIF) trata-se de um fundo para financiamento a inovação no setor elétrico no Reino Unido. Sua atuação ocorre por meio do financiamento de projetos selecionados por editais temáticos de assuntos voltados ao objetivo de facilitar a transição energética para neutralizar a emissão de gases de efeito estufa e fomentar negócios baseados em inovação do setor de energia. A seleção de projetos ocorre por meio de editais propondo a submissão de ideias para resolução de desafios específicos de cada rodada. Até a última informação disponível foram realizadas três rodadas. Os desafios de cada rodada são apresentados na Figura 4.1. Neste contexto é importante informar que não foi identificado o financiamento de nenhum projeto de DLR entre os projetos selecionados para execução do SIF (OFGEM; UK, 2023).

Figura 4.1: Companhias de transmissão elétrica no Reino Unido

Round 1 Challenges	Round 2 Challenges	Round 3 Challenges
Whole system integration	Supporting a just energy transition	Whole system network planning to facilitate faster and cheaper network transformation and asset rollout
Data and digitalisation	Preparing for a net zero power system	Novel technical and market approaches to deliver an equitable and secure net zero power system
Zero emission transport	Accelerating decarbonisation of major energy demands	Enabling power-to-gas [P2G] to provide system flexibility and energy network optimisation
Heat	Improving energy system resilience and robustness	Unlocking energy system flexibility to accelerate electrification of heat

Fonte: Ofgem e UK (2023).

O Network Innovation Allowance, política que permitiu a identificação dos casos de implementação de DLR apresentados nesta seção, é uma política de inovação que incentiva as companhias

licenciadas das atividades de transporte de gás natural, distribuição e transmissão de energia elétrica a realização de projetos de inovação em seus respectivos contextos de atuação.

Essa política encontra-se atrelada ao sistema de regulação de preços dessas atividades ser realizadas pelo sistema de *price cap*. Nessa modalidade regulatória o regulador define um teto máximo de preços que as companhias licenciadas podem cobrar dos consumidores em sua respectiva atividade de atuação. A definição desse preço máximo é realizada pela consideração de múltiplos fatores sendo o elemento de maior importância para o contexto deste trabalho o processo de definição dos custos e despesas cobertas para cálculo da tarifa do serviço¹. O Network Innovation Allowance possibilita que as companhias reguladas utilizem parte das despesas realizadas em projetos de inovação como despesas cobertas para definição do preço do serviço praticado pelas companhias reguladas. Ainda assim, o uso do Network Innovation Allowance apresenta ainda dois fatores que devem ser atendidos para que esse mecanismo de financiamento seja utilizado.

O primeiro fator diz respeito a elegibilidade de processos contemplados pelo mecanismo e responsabilidades de comunicação e registro das informações desses projetos. Ofgem (2023c) indica que as companhias reguladas devem ser capazes de demonstrar que os projetos de inovação executados atendem seis requisitos de elegibilidade:

- Possuir potencial para facilitar a transição energética ou beneficiar consumidores em situações vulneráveis.
- Possuir potencial de entregar uma solução que apresente benefício líquido positivo pela entrega de solução a um custo menor que a solução mais eficiente disponível no Reino Unido para os consumidores, sociedade, meio ambiente ou resiliência energética.
- Envolver a pesquisa, desenvolvimento ou demonstração de novos equipamentos e seus componentes, novas tecnologias não testadas ou com comparação não demonstrada em relação a outros métodos, novos arranjos ou aplicações específicas de equipamentos, tecnologias ou metodologias existente de transporte de gás, transmissão de eletricidade ou distribuição de eletricidade, uma nova prática operacional específica diretamente relacionada com a operação dos mercados regulados no Reino Unido ou um novo arranjo comercial.
- Desenvolver novos aprendizados que podem ser replicados pelas companhias reguladas.
- Ser inovador e possuir um uso de negócio não comprovado que apresente algum nível de risco que justifique a realização do projeto para demonstrar sua eficácia (incluindo tecnologias, equipamentos e metodologias que não foram testadas em escala ou que os riscos previnam a adoção generalizada da respectiva tecnologia, equipamento ou metodologia).
- Não incorra na duplicação de qualquer projeto de inovação já registrado, executado ou completado dentro do Network Innovation Allowance, Strategic Innovation Fund ou políticas relacionadas.

¹ Isso ocorre em função de algumas despesas serem consideradas como fatores de ineficiência que podem aumentar de forma descolada com o custo operacional de execução da atividade. Ofgem (2023a) indica como exemplos desses fatores de ineficiência o tamanho da companhia, montante de valor pago em acordos previdenciários, entre outros.

Além disso, também é requerido que as companhias registrem os projetos no Energy Networks Association Smart Network Portal. Esse registro pode ser realizado a qualquer momento do ano regulatório e deve ser realizado antes do início do projeto. As companhias reguladas devem ainda preencher algumas informações sobre o projeto nesse registro. Essas informações são: a explicação do porque o projeto satisfaz os critérios e requisitos de elegibilidade indicados anteriormente, o detalhamento do problema sendo abordado e a metodologia que será utilizada para solucionar o problema, indicar o escopo do projeto e seus objetivos, indicar a existência de possíveis efeitos sobre consumidores em situações vulneráveis, definir o critério utilizado para sinalizar o sucesso da iniciativa, identificar os parceiros do projeto e suas responsabilidades, justificar a escala do projeto em relação os benefícios estimados.

Nesse processo de registro também é requerido que as companhias reguladas indiquem a despesa total que se deseja recuperar do projeto. Esse valor é limitado de acordo com o valor autorizado para recuperação indicado na licença de operação de cada companhia. No entanto, Ofgem (2023c) indica que a companhia pode recuperar até 90% das despesas e que o restante deve ser completado por outras fontes de financiamento.

Por fim, sobre o Network Innovation Allowance, Ofgem (2023c) indica também que as companhias reguladas devem publicar no Energy Networks Association Smart Network Portal informações sobre o andamento dos projetos em andamento ou concluídos no ano regulatório anterior. Essa comunicação de informações deve incluir algumas informações indicadas anteriormente no registro (como escopo e critérios de sucesso) e detalhar aspectos sobre performance da tecnologia testada, modificações necessárias ao planejamento realizadas conforme o andamento do projeto, lições aprendidas e informações sobre acessibilidade de dados e desenvolvimento de propriedades intelectuais durante o projeto.

Assim como mencionado anteriormente, a disponibilidade de informações requerida pelo Network Innovation Allowance do Network Price Controls 2021-2028 possibilitou a identificação de projetos piloto da implementação de DLR no Reino Unido em circuitos elétricos utilizados para teste. Na análise dos projetos das companhias de transmissão de energia elétrica foi possível identificar que as empresas National Grid (operadora de transmissão de energia na Inglaterra e País de Gales) e Scottish & Southern Electricity Networks (operadora de transmissão das regiões norte e central da Escócia) realizaram projetos de implementação de DLR.

Segundo informações da National Grid, em meados de outubro de 2022 a companhia iniciou um projeto piloto para a instalação de um sistema de monitoramento inteligente com sensores e plataforma DLR para ampliar a capacidade limite de transporte de energia no norte da Inglaterra (GRID, 2022).

Esse projeto piloto é executado com a contratação da empresa terceirizada LineVision e a instalação do seu sistema de monitoramento de rede sem contato. Segundo o portal online da LineVision, a tecnologia de monitoramento DLR criada pela companhia é operada pela instalação de sensor em torres treliçadas ou monopólos sem contato com a linha de transmissão (LINEVISION, 2023).

Essa torre de sensoriamento é alimentada por um painel solar e possui acurácia de aproximadamente 3 centímetros a 200 metros de distância. Os dados coletados pelo sistema de sensoriamento são ainda processados pelo software da companhia cuja plataforma de dados combina os inputs coletados com informações de tempo e clima para determinar a ampacidade da linha em tempo real e previsões para os próximos dez dias (LINEVISION, 2023).

Esse projeto piloto encontra-se em período de testes com previsão de duração de dois anos em um circuito de 275 kV instalado entre Penwortham e Kirkby na região norte da Inglaterra (GRID, 2022). Nesse sentido, segundo informações da National Grid, é esperado que essa tecnologia possibilite o uso de 0,6 GW de capacidade adicional por ano podendo também reduzir pagamentos de restrição (onde o operador do sistema elétrico paga aos geradores para parar de produzir energia para evitar a sobrecarga do sistema de transmissão) e economizar 1,4 milhões de libras por ano.

O segundo caso observado de projeto piloto sobre a implementação de DLR pelos operadores do sistema de transmissão do Reino Unido observado foi realizado pela Scottish & Southern Electricity Networks (SSEN).

O projeto de DLR da SSEN foi implementado com a instalação de sensores de monitoramento CAT-1 no corpo da torre da linha de transmissão (NETWORKS, 2018). Segundo relatório da companhia, os dispositivos CAT-1 são posicionados entre o poste de suporte ou estrutura de torres de tensão no ponto em que os isoladores estão fixados de forma a medir a força da tensão elétrica no respectivo ponto de instalação. Dessa forma, à medida que o condutor fica mais frio e o metal se contrai o condutor e dispositivo se movimentam em direção ao céu. Isso aumenta as medições de tensão com o aumento resultante da localização do dispositivo em relação a distância do solo. Com o aquecimento a situação oposta ocorre: o condutor e dispositivo se movimentam em direção ao solo de forma a indicar a diminuição da tensão elétrica (NETWORKS, 2018).

Os dispositivos CAT-1 foram instalados em quatro torres de tensão sendo que apenas um dispositivo foi instalado por torre sem distinção quanto ao lado da torre da instalação. O planejamento para instalação do equipamento considerou múltiplos inputs para a decisão de localização dos dispositivos. Esses critérios foram condições de clima e solo (em função do critério de distância em relação ao solo depender de outros fatores contextuais como direção do vento e terreno), a necessidade de energia auxiliar (devido a necessidade de energia elétrica para o funcionamento do equipamento), condições da função de comunicação do dispositivo para envio adequado das informações coletadas e custos de manutenção (NETWORKS, 2018).

Esse projeto de DLR da SSEN foi implementado ao longo de um circuito de 30 quilômetros de linhas de 132 kV localizadas ao norte de Dundee (cidade no leste da Escócia) e teve duração de nove anos de teste a partir do início em abril de 2009 (NETWORKS, 2018). Segundo o relatório da Scottish Hydro Electric Transmission, companhia subsidiária da Scottish & Southern Electricity Networks, o projeto piloto apresentava um retorno estimado de 9.430 milhões de libras pelo valor presente líquido de 2012/2013 e um custo total de 542.200 mil libras até os anos indicados (PLC, 2013).

Segundo Networks (2018), o uso desses dispositivos apresentou os benefícios de envio de informações a cada 10 minutos, facilidade de integração dos dados de campo com o sistema de transmissão e prover uma medida de tensão de dentro do sistema para monitorar o desgaste da linha de transmissão. Por outro lado, foram identificados como malefícios a necessidade de instalação em torres de tensão (sendo que menos de 30% das torres do circuito eram desse tipo), a dificuldade de automatização da interpretação das informações de campo com os procedimentos de segurança e infraestrutura em uso e o elevado peso apresentado pelo equipamento (100 kg) para instalação no corpo da torre para energizar o dispositivo de medida.

Sobre o uso do DLR, o estudo de caso da SSEN analisado apresenta ponderações importantes ainda sobre o impacto do uso da tecnologia. Alguns dos benefícios citados incluem a possibilidade de garantir maior tempo de sobrevida dos equipamentos antes da necessidade de reformas ou substituições e o registro dos eventos de circunstâncias climáticas possibilitar a visualização de mudanças nos parâmetros operacionais do serviço (NETWORKS, 2018).

No contexto mais geral da inserção do monitoramento de DLR no Reino Unido, o relatório do caso apresentado da SSEN faz menção ainda a um aspecto importante sobre o contexto regulatório dessa tecnologia. Networks (2018) indicam que dentro do Reino Unido o Transmission System Owner e Transmission System Operator são companhias distintas. Essa separação entre Owner e Operator não se alinha com os principais motivadores sobre os quais muitos dos sistemas de DLR foram projetados especificamente para abordar. Desta forma, Networks (2018) indica que o sistema DLR seria mais adequado a situações onde uma única empresa é responsável pela gestão dos ativos e pela gestão do fluxo de energia elétrica em torno da rede.

Nesse sentido, é importante apontar que no processo de pesquisa que originou este trabalho também foram encontradas menções de projetos de DLR junto a companhias na etapa de distribuição de energia elétrica no Reino Unido. Esses são os casos da Electricity North West e UK Power Networks.

A Electricity North West é a empresa de distribuição de energia que atende a parte da região noroeste da Inglaterra em conjunto com a National Grid, operadora do sistema de transmissão da região. No relatório de Innovation Funding Incentive de 2012-2013 da Electricity North West é citado um projeto de DLR com objetivo da instalação de sistema distribuído de monitoramento de clima e temperatura do condutor e desenvolvimento de Dynamic Line Rating Calculation Engine da companhia (WEST, 2013).

Não foram encontrados muitos detalhes sobre a implementação do projeto com exceção do tempo de implementação de 3 anos, algumas informações sobre o retorno econômico-financeiro avaliado do projeto (avaliado em um valor presente líquido de 451 mil libras no relatório) e o progresso do projeto ter sido afetado pelo transformador de corrente da National Grid levando à redução das oportunidades de interrupções e dificuldades na obtenção de um transformador de tensão adequado para alimentar os equipamentos de estações meteorológicas remotas (WEST, 2013).

A UK Power Networks também é uma companhia no segmento de distribuição de energia

elétrica que atende regiões no leste e sul da Inglaterra no território de transmissão da National Grid. Segundo relatório do projeto "Flexible Plug and Play Low Carbon Networks: Dynamic Line Rating Trial Report" da companhia, o projeto foi realizado no sentido de testando soluções de conexão inteligentes, para facilitar, acelerar e otimizar custos a conexão e operação de uma rede de distribuição restrita (NETWORKS, 2019).

A localização selecionada para teste da tecnologia DLR foi a rede de distribuição de aproximadamente 30 quilômetros entre Peterborough e Cambridge onde quatro sistemas de DLR foram instalados na rede para teste com distâncias distintas na localizações dos dispositivos (de 1 a 17 quilômetros) (NETWORKS, 2019). O sistema instalado consistia em um sistema de três equipamentos para análise de DLR indireta baseada em parâmetros de clima e tempo: uma estação de tempo completa Lufft WS501-UMB com conversor digital para analógico, um retransmissor Alstom Micom P341 que continha o modelo matemático de cálculo do DLR e um Data Logger Alstom BiTRONICS M871 para armazenamento dos dados coletados. Esses equipamentos coletavam informações sobre temperatura ambiente, velocidade e direção do vento e radiação solar para determinar os parâmetros de ampacidade da linha e sofreram processos de calibragem no intuito de determinar as condições iniciais de ampacidade da linha (NETWORKS, 2019).

Segundo o relatório da UK Power Networks, a instalação desses equipamentos e operação do DLR possibilitou um aumento médio na ampacidade de 14% em relação a capacidade estática, com o aumento de pico na ampacidade 47% quando comparado à classificação estática durante o verão (NETWORKS, 2019).

5. Estados Unidos

Nos Estados Unidos foi identificado que a tecnologia de DLR não é utilizada de forma generalizada no país pelas companhias responsáveis por operar o sistema de transmissão elétrica (FERC, 2021). No entanto, foi identificado por meio da ordem 881 de 16 de dezembro de 2021 do Federal Energy Regulatory Commission (FERC), órgão que regula os mercados de eletricidade nos Estados Unidos, que as companhias reguladas devem fazer uso de *ambient-adjusted ratings* como formato oficial de mensuração da capacidade de transmissão do sistema de energia a curto prazo, assim como da avaliação sobre a necessidade de redução, interrupção ou redespacho do serviço de transmissão a curto prazo (FERC, 2021).

Apesar da totalidade do circuito elétrico do país não fazer uso do sistema de DLR foram ainda identificados esforços do FERC em iniciar um processo de estudos para determinar sobre a adoção futura ou não do DLR como tecnologia oficial do sistema de transmissão para ampliar a eficiência da transmissão elétrica do país. Especificamente, o FERC, por meio do Aviso de Inquérito AD22-5 de 17 de fevereiro de 2022, implementou um processo de consulta pública sobre os requisitos para o DLR no sistema elétrico do país, buscando comentários se o ausência de uso da tecnologia atual torna as tarifas de energia mais elevadas, potenciais critérios e requisitos para a implementação do DLR, os benefícios, custos e desafios de instalação da tecnologia e cronogramas potenciais para implementação da tecnologia (FERC, 2022).

Foi possível identificar um caso documentado de projeto de implementação de DLR no estado do Texas. Trata-se de um projeto financiado por um programa do U.S. Department of Energy chamado Smart Grid Demonstration Program que buscava realizar a demonstração de projetos de *smart grid* cofinanciados pelo departamento para a modernização da infraestrutura de energia e telecomunicações do país. Esse programa financiou um total de 32 projetos sendo que parte das despesas relacionadas a execução dos projetos deveria ser custeada pelo proponente do projeto (ENERGY, 2023).

O caso descrito de DLR nos Estados Unidos é o projeto de DLR da Oncor, companhia que opera o sistema de transmissão em partes das regiões central, norte e da fronteira oeste do Texas. O projeto da Oncor foi realizado com a instalação de sistemas e tecnologias de DLR em oito linhas de transmissão (cinco linhas de 345 kV e três de 138 kV) que atendem os *counties* Bell, Bosque, Falls, Hill, McLennan, and Williamson na região central do Texas em um projeto piloto com aproximadamente três anos de duração (ENERGY, 2014). A implementação nas linhas de transmissão localizadas nessas regiões foi realizada pela identificação do Electric Reliability Council of Texas como regiões que possuem restrições energéticas relevantes em função de congestão no circuito elétrico (ENERGY, 2013).

Essa implementação foi realizada com a instalação de um primário de DLR chamado CAT-1 da

empresa Nexans em 27 localidades nos oito circuitos de transmissão selecionados com a função de medir a tensão local do condutor. Esse sistema foi instalado nas torres de transmissão e era composto pelo dispositivo CAT-1 e até duas células de carga. Os dispositivos CAT-1 são equipamentos compostos por equipamentos de fornecimento de energia, comunicação e registro de dados. As células de carga são dispositivos de mensuração de tensão acopladas ao condutor. O sistema CAT-1 contava ainda com sensores para coleta de dados da temperatura líquida de radiação usada para calcular o componente de radiação solar no cálculo da ampacidade (dynamic rating) (ENERGY, 2014).

Na implementação do projeto a Oncor também optou pela instalação de dois sistemas auxiliares com o intuito de validar as medições do sistema CAT-1. Esses sistemas auxiliares de controle eram o Sagometer System da EDM International com função de medir distância em relação aos pontos de suporte do condutor e a Promethean Devices' Real-Time Transmission Line Monitoring System (RT-TLMS) que mede a distância em relação ao solo. A implementação do sistema também requiriu a instalação de receptores de rádio CATMaster em dez subestações (ENERGY, 2014).

A implementação do sistema de DLR da Oncor foi realizado em duas etapas. A primeira etapa consistiu na instalação e validação dos equipamentos para transmissão dos dados de ampacidade para o sistema operacional da companhia realizada entre abril de 2010 e março de 2012. A segunda etapa teve duração até junho de 2013 e foi focada em determinar a aplicabilidade dos dados no ambiente de operações e impacto da tecnologia de DLR sobre na disponibilidade da capacidade da linha de transmissão, na precisão e otimização do protocolo de implantação DLR, nas capacidades de interoperabilidade e segurança cibernética e no impacto econômico e ambiental do alívio de congestionamentos da rede.

Sobre a implementação é importante informar também que o caso apresentado da Oncor possuía foco completo sobre os aspectos operacionais da tecnologia (ENERGY, 2014). Segundo Energy (2014), os sistemas DLR têm sido frequentemente implantados para fins de planejamento de sistemas de transmissão ou para tarefas de pesquisa e desenvolvimento. Nessas aplicações, geralmente é monitorado apenas os espaços mais críticos das linhas de transmissão, ou seja, os segmentos da linha de transmissão que possuem menor distância em relação ao solo (*clearance*) ou as seções que são mais protegidas em relação vento (ENERGY, 2014). Nesse sentido, a implementação de DLR da Oncor foi importante pelo diagnóstico que esses espaços críticos poderiam variar em função da volatilidade do vento ao longo da linha de transmissão. Desta forma, ao invés de realizar a instalação dos dispositivos de monitoramento em locais específicos do circuito elétrico, a Oncor optou pela implementação completa ao longo das oitos linhas de transmissão com a instalação de dispositivos adicionais em locais estratégicos que possibilitassem o monitoramento das informações espaciais das linhas de transmissão em múltiplos pontos.

Energy (2014) cita ainda outras duas dificuldades encontradas na implementação da tecnologia pela Oncor. A primeira era a possibilidade de liberação de capacidade adicional superior à capacidade do sistema de transmissão. Essa dificuldade foi solucionada com a limitação da disponibilização

da capacidade adicional em até 125% da capacidade estática. O segundo desafio estava associado a possíveis dificuldades de adoção da tecnologia pelos operadores, solucionada pela automatização do consumo e interpretação dos dados nas operações em tempo real para minimizar os esforços necessários para uso da tecnologia pelos operadores (ENERGY, 2014).

Um último fator importante citado por Energy (2014) sobre a implementação da tecnologia de DLR no caso descrito da Oncor é sobre as características do sistema. Durante o processo de análise das informações posterior à implementação dos dispositivos de monitoramento foi observado que a escolha do local de teste era afetada também por aspectos de mercado relacionados à demanda de energia no circuito. Essa observação foi atrelada aos resultados indicarem que os circuitos em que a tecnologia foi implementada apresentavam congestão mínima durante o projeto com picos de congestão de ocorrência volátil, incerta ou esporádica. Dessa forma, um fator apontado no relatório do caso foi a possibilidade do sistema de DLR ser uma ferramenta responsiva para situações de curto prazo e não de longo prazo (exemplificada pelos autores como períodos de tempo maiores ou iguais a três ou quatro anos) no sentido da tecnologia ser utilizada como resposta para situações de flutuação da capacidade operacional das linhas de transmissão originadas por circunstâncias passageiras. Consequentemente, Energy (2014) indica que a flexibilidade de instalação do sistema, de forma a possibilitar suas realocação conforme a demanda, seria um fator importante na adoção da tecnologia. Com base nisso, Energy (2014) caracteriza ainda a tecnologia de DLR como complementar e não substituta à alternativa de atualizações físicas do circuito, sendo melhor utilizada na necessidade de pequenos aumentos da capacidade e para lidar com eventos de congestão temporária.

Sobre os custos e resultados identificados na execução do projeto, (ENERGY, 2013) indica que o orçamento total do projeto foi de 7.136.552 dólares sendo 48,6% desse orçamento provenientes de recursos do U.S. Department of Energy e o restante da própria companhia. Energy (2014) reporta um custo total do projeto de 4.833.000 dólares sem explicitar a divisão dos responsáveis pelo financiamento desse valor. Energy (2014) relata que foi observado um ganho de capacidade significativo em relação a *ambient temperature rating*, sendo o DLR superior em 6% a 14% para as linhas de 345 kV e 8% a 12% superior nas linhas de 138 kV em média. Não foram reportados os ganhos em relação ao *static rating*.

6. Considerações Finais

Este relatório buscou analisar alguns aspectos da implementação da tecnologia DLR na rede de transmissão elétrica da Alemanha, Bélgica, Estados Unidos e Reino Unido. Nesses locais foi buscado identificar aspectos sobre o estágio do uso da tecnologia, processos de implementação, resultados e desafios relativos à adoção, a existência de incentivos regulatórios para uso do DLR e os aspectos econômico-financeiros envolvidos nessas aplicações. No intuito de sintetizar os resultados apresentados, as Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 apresentam um resumo dos aspectos verificados nos casos apresentados e informa alguns quesitos investigados que não foram identificadas informações sobre os locais pesquisados.

As informações analisadas neste trabalho sugerem que a tecnologia de DLR ainda não é um padrão amplamente adotada nos locais pesquisados. Nas investigações realizadas sobre os países mencionados foi possível identificar apenas casos específicos de implementação do DLR no formato de projetos piloto para a testagem da tecnologia em linhas ou circuitos elétricos locais com o intuito de identificar os benefícios e desafios associados ao uso da tecnologia. Nesse contexto, vale chamar a atenção também que não foram identificados políticas ou programas especificamente voltados para o incentivar as companhias que operam as linhas de transmissão para o uso do DLR. Nos casos onde foi identificado algum incentivo relacionado a execução desses projetos foi verificado que esse incentivo encontrava-se relacionado a um objetivo geral de incentivar a inovação no setor elétrico como são os casos observados nos Estados Unidos e Reino Unido.

De uma maneira geral, todos os casos analisados indicam a existência de vantagens na adoção do sistema de DLR. Exemplos incluem os ganhos de capacidade operacional mencionados nos casos analisados da Oncor no Texas (Estados Unidos), Alemanha e Bélgica e a diminuição de congestão das linhas de transmissão reportados na Alemanha.

Apesar dos resultados positivos observados com a implementação do DLR, também foram identificadas dificuldades. Por exemplo, de acordo com Networks (2018), no Reino Unido foram identificados como malefícios a necessidade de instalação em torres de tensão (sendo que menos de 30% das torres do circuito eram desse tipo), a dificuldade de automatização da interpretação das informações de campo com os procedimentos de segurança e infraestrutura em uso e o elevado peso apresentado pelo equipamento (100 kg) para instalação no corpo da torre para energizar o dispositivo de medida. Outros desafios encontradas nos Estados Unidos foram a possibilidade de liberação de capacidade adicional superior à capacidade do sistema de transmissão, e dificuldades de adoção da tecnologia pelos operadores. Cabe destacar que para ambos os desafios foram encontradas formas de superá-los, conforme é explicado na seção sobre Estados Unidos. Além disso, conforme colocado por Energy (2014) é possível que a tecnologia de DLR sirva melhor o propósito de ser complementar e

não substituta à alternativa de atualizações físicas do circuito, sendo bem aproveitada nas situações de necessidade de pequenos aumentos da capacidade e para lidar com eventos de congestão temporária.

Com relação ao desenvolvimento de projetos-piloto, há bastante heterogeneidade entre as instalações selecionadas para o estudo. Como exemplo, a Bélgica testou o DLR pela primeira vez numa linha de transmissão de 380 kV em 2008, e somente após 3 anos de testes e melhorias deste protótipo duas linhas de 150 kV na região costeira belga foram equipadas com essa metodologia. Além disso, a partir de 2015 esse país passou a trocar a tecnologia de previsão do DLR, migrando do sistema de previsão de 1 hora a frente (*Forecast 1hs*) para a previsão com até 60 horas de antecedência (*Forecast Horizon*). Na Escócia, o projeto-piloto de DLR foi implementado ao longo de um circuito de 30 quilômetros de linhas de 132 kV localizadas ao norte de Dundee (cidade no leste da Escócia) e teve duração de nove anos de teste a partir do início em abril de 2009.

Por fim, é importante destacar que não foi possível identificar todos os fatores pesquisados em função da disponibilidade de informações para consulta sobre cada caso. Exemplos disso incluem elementos como a identificação de incentivos para aumentar o uso da linha e os critérios para cálculo de pagamento das companhias para uso dos ativos de transmissão mencionadas nas Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 e outros fatores como a existência de redução da necessidade de construção de novas linhas de transmissão em função da instalação do DLR. Desta forma, considerando ainda as limitações existentes para a elaboração deste estudo, a interpretação dos resultados deve ser realizada de forma parcimoniosa em consideração as lacunas de conhecimento expostas e os fatores não investigados sobre o processo de implementação e uso da tecnologia.

Tabela 6.1: Resumo dos Resultados

Resumo das Informações	Alemanha	Bélgica	Reino Unido	Estados Unidos
Foi identificada uma implementação completa do DLR no grid elétrico como tecnologia padrão para mensurar ampacidade das linhas de transmissão?	Foram identificados projetos piloto testando o uso da tecnologia porém não foi identificado a adoção generalizada da tecnologia.	Foram identificados projetos piloto testando o uso da tecnologia porém não foi identificado a adoção generalizada da tecnologia.	Foram identificados projetos piloto testando o uso da tecnologia porém não foi identificado a adoção generalizada da tecnologia.	Foi identificado a existência de implementações regionais com processos não documentados ou sem livre acesso público as informações conforme iniciativa dos operadores do sistema. Nacionalmente foi identificado a existência de discussões para analisar a adoção geral da tecnologia.
No caso identificado de implementação do DLR, a tecnologia foi implementada de maneira gradual ou completa no sistema de transmissão?	Gradual, com a instalação em algumas linhas em 2017 e mais linhas em 2019.	Gradual, com a realização de um periodo de testes de 3 anos e outras linhas após alguns anos e com atualização da tecnologia ao longo do tempo.	National Grid: projeto piloto da companhia propõe um periodo de testes de 2 anos iniciando em outubro de 2022 não sendo possível determinar a continuidade da implementação da tecnologia após esse período. Scottish and Southern Networks: não foi possível determinar essa informação sobre a continuidade do processo de adoção da tecnologia após o projeto piloto realizado.	Nacionalmente, foi identificado que a tecnologia não é amplamente utilizada no país. No caso analisado da Oncor (Texas), o projeto de teste da tecnologia foi utilizado em um circuito regional.
Foram identificadas consequências operacionais da implementação da tecnologia? Se sim, quais?	Aumento de mais de 20% dos limites térmicos, em particular durante condições de tempo frio, normalmente associadas a uma elevada demanda de eletricidade. Houve também aumento da capacidade máxima de transmissão, resultando em menos congestionamentos.	Os resultados do Forecast Horizon em relação à classificação estática, de dezembro de 2014 à fevereiro de 2015, mostraram que a previsão média de 48 horas é 119% da classificação estática, e a previsão de 48 horas ficou acima de 112% da classificação estática em 90% das vezes.	Scottish and Southern Networks: relatório do projeto indica a existência de ganhos sob ponto de vista de capacidade de controle e monitoramento do operador da linhas como envio de informações a cada 10 minutos, facilidade de integração dos dados de campo com o sistema de transmissão e prover uma medida de tensão de dentro do sistema para monitorar o desgaste da linha de transmissão.	Projeto piloto da Oncor indica que o DLR apresentou ganho na capacidade de transmissão da linha aumentando em 6% a 14% para as linhas de 345 kV e 8% a 12% superior nas linhas de 138 kV em média a capacidade de transmissão de energia elétrica em relação ao ambient adjusted line rating.
Foram identificados elementos referentes a valoração financeira do impacto da adoção da tecnologia?	Não encontrado.	Não foram identificados elementos sobre o retorno econômico-financeiro do projeto porém informação de 19 de fevereiro de 2015 indica que o aumento na capacidade de previsão disponível para a Europa Centro-Occidental gerou ganho de 247.250 euros (266.672 dólares), proporcionando uma importação belga adicional de 33 MW em comparação a situação onde esse aumento da capacidade não tivesse ocorrido.	Scottish and Southern Networks: projeto apresentou um retorno estimado de 9.430 milhões de libras pelo valor presente líquido de 2012/2013 e um custo total de 542.200 mil libras até os anos indicados.	O orçamento total do projeto da Oncor foi de 7.136.552 dólares sendo 48,6% desse orçamento provenientes de recursos do U.S. Department of Energy em função do projeto piloto ser realizado com o apoio de uma programa de financiamento para teste de projetos de Smart Grid. O resto do recurso foi financiado por recursos da própria companhia.

(Continua)

Tabela 6.2: Resumo dos Resultados (continuação)

Resumo das Informações	Alemanha	Bélgica	Reino Unido	Estados Unidos
Os custos de instalação dos equipamentos foram absorvidos por qual agente?	Não encontrado.	Não encontrado.	Os projetos piloto de DLR encontrados para o Reino Unido foram financiados de forma indireta pelo programa Innovation Network Alliance com a inclusão de parte das despesas do projeto como despesas contabilizadas no cálculo do sistema de price cap da tarifa de energia do bloco.	48,6% do orçamento do projeto de teste do DLR da Oncor foi providenciado por recursos do U.S. Department of Energy em função do projeto piloto ser realizado com o apoio de uma programa de financiamento para teste de projetos de Smart Grid. O resto do recurso foi financiado por recursos da própria companhia.
Como foi a implantação da medição dos parâmetros atmosféricos em cada país?	Não encontrado.	Os trabalhos apenas apresentam a atual dispersão geográfica das duas tecnologias de previsão disponíveis na Bélgica: a Forecast lhs e a Forecast Horizon.	National Grid: projeto é executado com a contratação da empresa terceirizada Line-Vision, cuja tecnologia de monitoramento DLR é operada pela instalação de sensor em torres treliçadas ou monopólos sem contato com a linha de transmissão. Scottish and Southern Networks: projeto de DLR implementado com a instalação de sensores de monitoramento CAT-1 no corpo da torre da linha de transmissão. Esses dispositivos são posicionados entre o poste de suporte ou estrutura de torres de tensão no ponto em que os isoladores estão fixados de forma a medir a força da tensão elétrica no respectivo ponto de instalação.	Instalação de sensores de monitoramento CAT-1 e até duas células de carga em torres de transmissão. Também houve instalação de dois sistemas auxiliares com o intuito de validar as medições do sistema CAT-1. Esses sistemas auxiliares de controle eram o Sagometer System da EDM International com função de medir distância em relação aos pontos de suporte do condutor e a Promethean Devices' Real-Time Transmission Line Monitoring System (RT-TLMS) que mede a distância em relação ao solo. A implementação do sistema também requiriu a instalação de receptores de rádio CATMaster em dez subestações.
Em regiões com grandes quantidades de usinas eólicas, a metodologia DLR permitiu alterar a quantidade de potência sendo transmitida?	No estudo de simulação encontrado, a otimização do sistema para DLR aumenta a capacidade das linhas entre 60% e 90%, especificamente em regiões com maior presença de usinas eólicas.	Não encontrado.	Não encontrado.	Não encontrado.

(Continua)

Tabela 6.3: Resumo dos Resultados (continuação)

Resumo das Informações	Alemanha	Bélgica	Reino Unido	Estados Unidos
Foram adotados mecanismos de incentivos regulatórios na implantação da metodologia DLR?	Não encontrado.	Não encontrado.	Não foi encontrado um incentivo nacional destinado exclusivamente ou especificamente a implementação do DLR. Nos projetos piloto analisados foi identificado que o incentivo a inovação providenciado pelo Network Innovation Alliance atua como mecanismo de incentivo para o teste da tecnologia pela possibilidade da cobertura de parte das despesas do projeto como despesas elegíveis para cálculo da tarifa de energia do sistema de regulação de preços de price cap do bloco.	Não foi encontrado a existência de um incentivo nacional para a implantação do DLR sendo identificado apenas que a existência de um processo inicial sob âmbito federal no sentido de identificar as potencialidades do uso da tecnologia por meio do Aviso de Inquérito AD22-5 de 17 de fevereiro de 2022 do FERC. No projeto piloto da Oncor foi identificado que a existência de um edital de fomento para teste de tecnologias de Smart Grid como um incentivo para a execução do teste pelo cofinanciamento do projeto.
A adoção da metodologia DLR levou à possibilidade de utilizar a capacidade da linha de transmissão de forma menos conservadora (ou seja, explorar mais sua capacidade)? Para permitir isso, quais processos e equipamentos/infraestrutura foram instalados?	Sim, mas os trabalhos não especificam quais processos e equipamentos/infraestrutura foram instalados.	Os trabalhos afirmam que as classificações dinâmicas proporcionaram um aumento na capacidade de importação de energia com base nas condições meteorológicas observadas em tempo real. Além disso, o monitoramento direto em tempo real permitiu que a Elia gerenciasse o sistema de transmissão com maior nível de confiança e segurança, porque as condições reais de curvatura do condutor da linha aérea são medidas. Essas afirmações são sobre um experimento de implementação da tecnologia DLR no formato Forecast Horizon em algumas linhas de transmissão belgas localizadas nas fronteiras com a Holanda e a França.	Não encontrado.	Projeto piloto da Oncor indica que o DLR apresentou ganho na capacidade de transmissão da linha aumentando em 6% a 14% para as linhas de 345 kV e 8% a 12% superior nas linhas de 138 kV em média a capacidade de transmissão de energia elétrica em relação ao ambiente adjusted line rating.
Uma vez que tudo esteja em ordem para utilizar a linha de transmissão seguindo os parâmetros da metodologia DLR, foram adotados incentivos para aumentar o uso da linha?	Não encontrado.	Não encontrado.	Não encontrado.	Não encontrado.
Como foram/estão sendo tratados os critérios de cálculo de pagamento pelo uso dos ativos de transmissão aos concessionários (proprietários da linha)?	Não encontrado.	Não encontrado.	Não encontrado.	Não encontrado.

Fonte: elaborado pelos autores.

Referências Bibliográficas

AMPRION. *Market Report 2020: Development of the market and grid situation, 2015-2019*. 2020. <https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Stellungnahmen/2020/AMP_Market_Report_2020.pdf>. Citado na página 8.

ELIA. *Explanatory note on the Elia proposal for a methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation*. 2017. <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/infra-and-projects/our-infra/dlr/explanatory-note_en.pdf>. Citado na página 16.

ELIA. *Infrastructure and projects*. 2023. <<https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infra-structure>>. Citado na página 16.

ENERGY, U. D. of. *Oncor Electric Delivery Company: Dynamic line rating*. 2013. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2017/08/f36/OE0000320_Oncor_FactSheet.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

ENERGY, U. D. of. *Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines Topical Report: Smart grid demonstration program*. 2014. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f34/SGDP_Transmission_DLR_Topical_Report_04-25-14.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 5, 25, 26, 27 e 28.

ENERGY, U. D. of. *Recovery Act: Smart Grid Demonstration Program*. 2023. <https://www.smartgrid.gov/archive/recovery_act/overview/smart_grid_demonstration_program.html#:~:text=The%20Smart%20Grid%20Demonstration%20Program,technical%2C%20operational%2C%20and%20business%2D>. Citado na página 25.

ENTSO-E. *Smart grid world of innovations: Dynamic Line Rating webinar*. 2019. <<https://www.entsoe.eu/events/2019/03/20/smart-grid-world-of-innovations-dynamic-line-rating-webinar/>>. Citado na página 16.

FERC. *Managing Transmission Line Ratings*. 2021. <<https://www.ferc.gov/media/e-1-rm20-16-000>>. Citado na página 25.

FERC. *Implementation of Dynamic Line Ratings*. 2022. <<https://www.ferc.gov/media/ad22-5-000>>. Citado na página 25.

GLAUM, P.; HOFMANN, F. Leveraging the existing german transmission grid with dynamic line rating. *Applied Energy*, Elsevier, v. 343, p. 121199, 2023. Citado 8 vezes nas páginas 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 e 15.

GRID, N. *National Grid trials new technology which allows more renewable power to flow through existing power lines*. 2022. <<https://www.nationalgrid.com/national-grid-trials-new-technology-which-allows-more-renewable-power-flow-through-existing-power>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

IRENA. *Innovation landscape brief:: brief: Dynamic line rating*,. 2020. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Dynamic_line_rating_2020.pdf?la=en&has=h=A8129CE4C516895E7749FD495C32C8B818112D7C>. Citado na página 5.

LEE, T.; NAIR, V. J.; SUN, A. Impacts of dynamic line ratings on the ertot transmission system. *In: 2022 North American Power Symposium (NAPS)*, 2022. Citado na página 5.

LINEVISION. *Solutions: Sensors, software, and methodologies that are defining the state of the art in transmission line monitoring and asset management*. 2023. <<https://www.linevisioninc.com/solutions#sensor>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

NETWORKS, S. . S. E. *Dynamic Line Rating CAT-1: Addendum report*. 2018. <https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_shet_0004/>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 28.

NETWORKS, U. P. *Flexible Plug and Play Low Carbon Networks: Dynamic line rating trial report*. 2019. <<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/FPP-Dynamic-Line-Rating-Trial-Report.pdf>>. Citado na página 24.

OFGEM. *Energy price cap operating cost review benchmarking working paper*. 2023. <<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-10/Energy%20price%20cap%20operating%20cost%20review%20benchmarking%20working%20paper1696956062375.pdf>>. Citado na página 20.

OFGEM. *Network price controls 2021-2028 (RIIO-2): RIIO-2 funding streams*. 2023. <<https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2/riio-2-network-innovation-funding>>. Citado na página 19.

OFGEM. *RIIO-2 NIA Governance Document: Version 3*. 2023. <<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-02/RIIO-2%20NIA%20Governance%20Document%20-%20V3%20-%20clean.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

OFGEM; UK, I. *Ofgem Strategic Innovation Fund (SIF): Annual Report 2023*. 2023. <<https://www.ukri.org/wp-content/uploads/2022/09/IUK-061123-OfgemStrategicInnovationFundAnnualReport2023.pdf>>. Citado na página 19.

PLC, S. H. E. T. *Innovation Funding Incentive Transmission Report: for period 1 april 2012 to 31 march 2013*. 2013. <https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_shet_0004/>. Citado na página 22.

SMARD-STROMMARKT DATEN. *Transmission system operators*. 2023. <<https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/205528>>. Citado na página 7.

T&D WORLD. *Dynamic Ratings Increase Efficiency*. 2017. <<https://www.tdworld.com/overhead-transmission/article/20969403/dynamic-ratings-increase-efficiency>>. Citado na página 17.

WEST, E. N. *Innovation Funding Incentive: Annual report 2012-2023*. 2013. <https://smarter.energynetworks.org/projects/prj_431/>. Citado na página 23.

Evidência Express

