



## **GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

### **CORTES DE GERAÇÃO RENOVÁVEL: UMA ANÁLISE DAS CAUSAS, ALTERNATIVAS DE TRATAMENTO REGULATÓRIO E SEUS IMPACTOS**

**RODOLFO LAGE DE OLIVEIRA (1); JAIRO TERRA FERREIRA FILHO (1); MAYNARA AZEVEDO AREDES (1); LUIZ BARROSO (1); FELIPE LUCAS FARIAS GOMES NAZARÉ; PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA (1); PUC (2).**

#### **RESUMO**

Fatores como a alta penetração de renováveis, a redução de flexibilidade do sistema e restrições conjunturais e/ou estruturais do sistema de transmissão podem resultar em cortes de geração de usinas eólicas e solares, também conhecidos como vertimento renovável. Embora este problema ainda não seja crítico no Sistema Elétrico Brasileiro, com a expectativa de aprofundamento dos fatores mencionados, o vertimento renovável pode se tornar cada vez mais frequente impactando negativamente a receita de geradores. Neste contexto, este artigo objetiva contribuir para a discussão sobre o assunto, lançando mão de análises quantitativas e qualitativas, considerando a expansão do SIN prevista atualmente.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Vertimento renovável, constrained-off, restrição de transmissão, simulação estocástica

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

O Brasil é um dos países líderes em termos de investimentos renováveis na América Latina e vem expandindo rapidamente as participações eólica e solar em sua matriz energética. Apesar do país não possuir metas para implantação de recursos energéticos renováveis (RER), a competitividade econômica destas fontes revelada desde 2010 pelos leilões de energia resultou em quase 20 GW de plantas solares e eólicas construídas em um sistema elétrico interligado de 170 GW. Localizado em grande parte na região Nordeste do país, o potencial dos RER permitirá suprir não apenas a demanda energética da região, como também transferir excedentes para outras por meio da malha integrada do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Esta malha integrada, formada por uma complexa infraestrutura de transmissão de energia, viabiliza a transferência de excedentes de energia entre regiões. E, além disso, também permite que outros recursos energéticos flexíveis suavizem a operação de ativos renováveis intermitentes, garantindo a segurança de suprimento energético e flexibilidade do sistema a todo instante.

A geração de energia hidrelétrica, presente em todo território nacional, tem sido um destes recursos que promovem flexibilidade ao sistema, sendo utilizada para minimizar os efeitos da intermitência e variabilidade horária de RER. Embora a energia hidrelétrica seja responsável por 65% da capacidade instalada atual e traga serviços operativos essenciais para a segurança do sistema, sua expansão será cada vez mais desafiada por diversos motivos socioambientais, reduzindo sensivelmente a capacidade de armazenamento e flexibilidade operativa de usinas. Além do fato da redução da flexibilidade operativa de grande parte do parque gerador hidráulico, restrições operativas e comerciais também implicam em maiores níveis de inflexibilidade operativa de usinas termelétricas. Combinados com a geração renovável, em 2020, cerca de 75% da carga de energia do Brasil foi atendida por geração de custo marginal zero e usinas térmicas inflexíveis.

Dessa forma, a alta penetração de RER combinada com baixa flexibilidade de outros recursos e restrições conjunturais e/ou estruturais do sistema de transmissão podem resultar em cortes de geração de usinas eólicas e solares, fenômeno também conhecido como vertimento renovável. Ou seja, quando este fenômeno ocorre, em última instância, a fim de garantir o balanço energético e a segurança do sistema, o operador atual na limitação da geração de parques renováveis em momentos em que estes têm recursos de geração primária que os possibilitariam gerar montantes de energia superiores a estas limitações.

Apesar de o vertimento renovável ser uma medida operativa muitas vezes imprescindível, devido aos atuais arranjos comerciais presentes no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), este pode afetar negativamente a produção/receita de RER, possivelmente impondo custos adicionais também para o consumidor.

Embora este problema ainda não seja crítico no SEB, com a expectativa de crescimento de fontes renováveis intermitentes e redução da flexibilidade de hidrelétricas, o vertimento renovável pode se tornar cada vez mais frequente. Dessa forma, é importante que desde já o planejamento da expansão do sistema e o tratamento regulatório do vertimento de geração introduzam mecanismos que forneçam sinalização econômica eficiente capaz de guiar as decisões de investimento em nova capacidade e decisões do operador do sistema em direção à operação e expansão ótima, de menor custo para o consumo.

De fato, este tema já está no radar dos órgãos competentes há alguns anos. Em 2014, a Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) reconheceu a situação de constrained-off (termo técnico geral utilizado para indicar que a geração de usinas é limitada devido a restrições operativas) para alguns parques eólicos no Nordeste, o que levou ao pedido de reconhecimento de outros parques. Com isso, em 2019 foi realizada a Consulta Pública 34 para tratar exclusivamente do tema. No âmbito desta consulta foram discutidos: (i) abrangência da situação de constrained-off, (ii) reconhecimento da situação de constrained-off, (iii) cálculo da frustração da geração e (iv) forma de ressarcimento. Em março de 2021, a ANEEL concluiu esta Consulta Pública, aprovando regra que envolve o ressarcimento da geração frustrada por razões elétricas, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Neste contexto, o objetivo deste artigo é contribuir para a discussão sobre o vertimento renovável no âmbito regulatório e de planejamento, lançando mão de uma análise qualitativa sobre os arranjos regulatórios para o tratamento do vertimento renovável, e um estudo de caso considerando a expansão do SIN prevista atualmente, onde vamos quantificar o custo do vertimento para o sistema considerando diferentes possibilidade de reconhecimento da situação de constrained-off. Adicionalmente, apresenta-se investigação de como outros países têm enfrentado este problema, analisando possíveis soluções a serem adotadas no Brasil para evitar o agravamento desta situação em um futuro com maior penetração de renováveis.

## 2.0 O VERTIMENTO RENOVÁVEL NO BRASIL

No Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), assim como em outros, a geração renovável de fontes solares, eólicas, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas têm custo variável unitário (CVU) nulo. Além disso, tais fontes, principalmente as duas primeiras, não são despacháveis. Ou seja, o Operador Nacional do Sistema (ONS), no caso do Brasil, não pode escolher quando e quanto despachá-las. Assim, estas usinas geram energia para o sistema à medida da disponibilidade de recursos energéticos, no caso, o sol ou vento. E, em geral, utilizam 100% do recurso natural disponível até o limite de suas restrições físicas. No entanto, pode haver momentos em que, apesar da abundância de vento ou sol e capacidade física de geração, o Sistema Interligado Nacional (SIN) pode não conseguir acomodar esta energia e acontece o que chamamos de vertimento renovável: mesmo havendo disponibilidade de recurso natural (vento ou sol), a usina não irá aproveitá-la ao máximo e sua geração é reduzida ou cortada pelo sistema.

Esta ocorrência está diretamente relacionada com três características do sistema elétrico: demanda líquida, geração inflexível e restrições de escoamento de produção (restrições de transmissão). Geralmente, situações de vertimento renovável acontecem quando há uma convergência destes fatores, ou seja, em situações de baixa demanda líquida do subsistema onde a geração renovável se concentra, alta inflexibilidade na geração que impossibilita a redução de geração de outras fontes como hidrelétricas e termelétricas e restrições na transmissão que previnem a exportação da geração do subsistema com excesso de geração renovável para outros subsistemas. A seguir, será explicado como cada um destes fatores contribui para a ocorrência do vertimento renovável.

### 2.1 Demanda líquida e geração inflexível

No SEB existem algumas usinas que obrigatoriamente precisam gerar energia para respeitar alguma restrição operativa, ambiental e/ou comercial. Atualmente, há cerca de 5 GW<sub>méd</sub> de geração térmica inflexível por razões comerciais e operativas. Esta energia entra na base no atendimento à demanda e representa cerca de 7% da carga total projetada para 2022. Em 2025, a geração térmica inflexível está projetada para aumentar mais 1 GW<sub>méd</sub>.

Além da geração térmica inflexível, há também a geração hídrica inflexível devido a restrições de defluências mínimas por razões socioambientais e de usos múltiplos da água. Segundo o Plano de Operação Energética 2020, esta geração inflexível representou 43% da demanda de 2020. E em 2024, a inflexibilidade hidrelétrica deve atingir 39% da carga global do sistema.

Por fim, ainda se tem a geração renovável não-despachável que também é considerada inflexível, pois não há flexibilidade para armazenar o potencial energético e gerar energia em outro horário de maior necessidade, por

exemplo. De acordo com a configuração do Programa Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2021, a expectativa de geração das usinas renováveis em 2022 é de 17,5 GWmed, o que representa cerca de 25% da demanda projetada. Em 2025, a expectativa aumenta para 20,2 GWmed e mantém a mesma proporção da demanda. A Figura 1 mostra a geração mensal esperada de cada fonte renovável e a demanda projetada neste PMO.

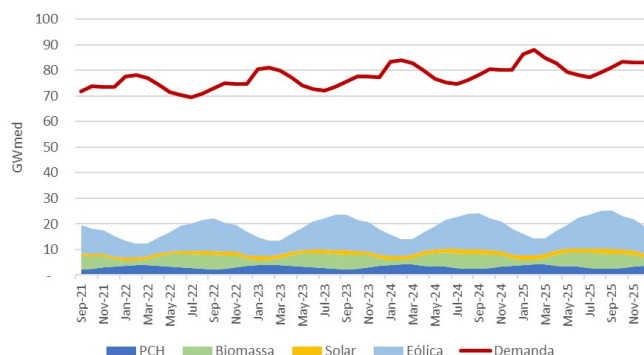


Figura 1: Geração esperada de usinas renováveis e demanda projetada

Se somarmos toda a geração inflexível para 2025 (para a geração hidráulica foi considerado o mesmo percentual de 2024), a carga líquida resultante é menor que 30% da demanda total, como apresenta a Figura 2. Isto é, ao subtrair da demanda global a geração sem flexibilidade, resta apenas 29% da demanda para ser atendida por outras usinas térmicas ou hidráulicas despacháveis.

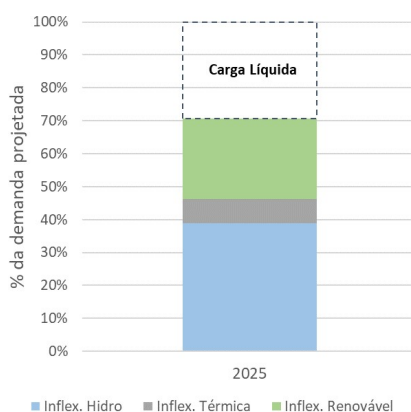


Figura 2: Carga líquida e geração inflexível em 2025

Em um cenário de baixa demanda líquida, maior é a competição entre as demais usinas para fornecer o restante de energia para o sistema. E, em horários com excesso de recurso renovável e baixa demanda, como por exemplo durante a manhã de um domingo com muito vento em agosto (estação dos ventos no Nordeste), é possível que a geração renovável abundante seja maior que a demanda líquida. Em ocasiões assim, seria necessário verter o excesso de energia solar e/ou eólica do sistema. Este efeito pode ser ainda mais intensificado em caso de restrições na rede de transmissão para escoar esta energia, como será discutido a seguir.

## 2.2 Restrição de transmissão

Conforme PMO de setembro de 2021, atualmente, cerca de 87% da capacidade instalada eólica e 72% solar do Brasil está concentrada na região Nordeste do país. Em 2025, estes percentuais devem ficar em 90% e 68%, respectivamente, conforme Figura 3. Considerando que nos meses de mais vento no Nordeste, a energia eólica pode contribuir com até 20% da demanda mensal do SIN, é muito importante haver capacidade de transmissão suficiente para escoar esta energia para as regiões Sudeste e Sul, responsáveis por cerca de 75% do consumo do SIN.

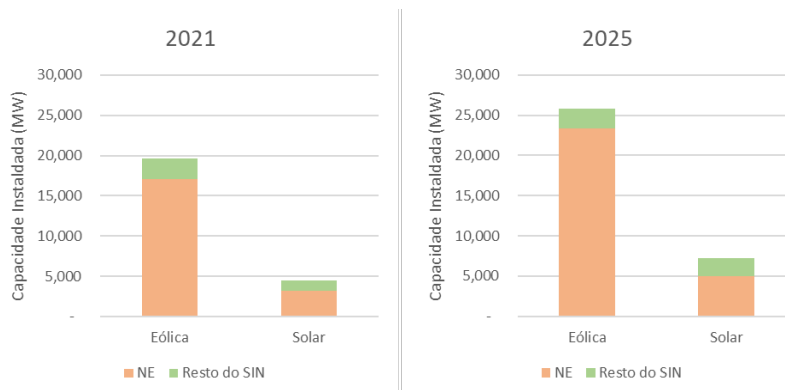


Figura 3: Capacidade instalada de usinas eólicas e solares no Nordeste e no restante do Brasil

Se a capacidade de escoamento desta energia não acompanhar a expansão da geração, o risco de vertimento renovável no Nordeste pode se elevar neste cenário de baixa demanda líquida descrito anteriormente. Em um sistema completamente interligado, a energia renovável gerada no Nordeste do país pode ser utilizada em outras regiões, quando a demanda líquida deste submercado gerador não for suficiente para consumir toda sua geração. No entanto, se não houver capacidade suficiente para transmitir esta energia, é possível que ela seja vertida.

Nos últimos anos, observou-se no Brasil uma capacidade de escoamento da energia do Nordeste menor que sua geração renovável no período dos ventos, no segundo semestre. Este limite na transmissão tem causado diferenças de preços no mercado spot entre as regiões Nordeste e Sudeste, mas não provocou vertimento. Em 2022, espera-se um aumento significativo da capacidade de escoamento na interconexão Nordeste-Sudeste, o que irá reduzir ainda mais os riscos devido ao congestionamento na rede. Porém, com o crescimento do mercado livre através de plantas eólicas e solares, é importante manter a expansão da transmissão no mesmo ritmo da geração.

Adicionalmente, vale ressaltar que o vertimento renovável também pode ocorrer devido a restrições de transmissão locais, nas redes internas aos subsistemas. Nestes casos o vertimento renovável se associa também a problemas com controle de tensão ou atendimento a requerimentos de estabilidade para a operação segura da rede<sup>1</sup>. Nestes casos, prevenir o vertimento renovável passa por desenvolver redes locais mais robustas (quando as redes sofrem com problemas de tensão) ou empregar novas tecnologias<sup>2</sup> de geração renovável capazes de fornecer suporte adequado para cumprimento dos requisitos de estabilidade do sistema.

Obviamente, o vertimento renovável pode ser provocado também por restrições conjunturais na transmissão, como uma manutenção programada ou mesmo falha de equipamentos. No entanto, historicamente o nível de falhas no sistema de transmissão no sistema brasileiro é relativamente baixo.

### 3.0 TRATAMENTO REGULATÓRIO PARA O VERTIMENTO RENOVÁVEL

Como mencionado, o vertimento renovável é um problema, que a depender do desenho de mercado adotado para operação do sistema em que se verifica, tem o potencial de impactar negativamente as receitas dos geradores ou ainda elevar o custo de suprimento de energia para o consumidor. Dessa forma, promover uma operação eficiente do sistema elétrico do ponto de vista econômico passa pela regulamentação e normatização do vertimento renovável.

Neste ponto, dois tópicos ocupam o centro das discussões sobre regulamentação do vertimento renovável. O primeiro deles é a forma como o vertimento é implementado do ponto de vista operacional e o segundo diz respeito à compensação aos geradores que tiveram sua produção cortada (vertida). No Brasil estas questões foram recentemente regulamentadas, especificamente para o caso de vertimento ou corte de geração dos parques geradores eólicos, pela Resolução Normativa 927 de 22 de março de 2021 (ReN 927/2021) [1].

#### 3.1 Implementação de corte de geração

<sup>1</sup> Em alguns casos, geração eólica proveniente de aerogeradores assíncronos convencionais que não tem capacidade de prover inércia sintética, pode ser limitada para garantir que o sistema possa reagir adequadamente a um evento de contingência.

<sup>2</sup> Atualmente, novos modelos de aerogeradores e sistemas solares contam com esquemas de eletrônica de potência que os possibilitam a operar em diferentes pontos de operação (tensão e frequência), fornecendo para rede suporte de reativo e inércia sintética evitando assim a necessidade de vertimento renovável nos casos mencionados.

A implementação do corte de geração que leva ao vertimento renovável tem dois aspectos, o primeiro deles é estritamente operacional e se relaciona com os mecanismos de automação que devem ser empregados principalmente em sistemas onde o corte de geração é frequente. Nestes casos, uma operacionalização manual pode levar a cortes desnecessários para manutenção de margens de segurança para o sistema. No entanto, focaremos aqui no segundo aspecto, que além de operacional também tem cunho regulatório e se trata da ordem de corte de geração, ou seja, quais são os empreendimentos que devem ser cortados e em que proporção quando necessário.

A abordagem escolhida para ordenar os empreendimentos que terão sua produção reduzida pode variar de sistema para sistema de acordo com o desenho de mercado vigente, questões contratuais, questões econômicas e principalmente pela razão que motivou o corte de geração.

Neste último ponto, é possível categorizar a razão do corte de geração em 3 situações, assim como foi feito pela ReN 927/2021:

1. Razão de indisponibilidade externa: quando o corte de geração é motivado pela falha de alguma instalação de transmissão exterior ao complexo gerador.
2. Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: quando o corte de geração é motivado pelo atendimento aos níveis de carregamento máximo de circuitos ou de níveis de tensão mínimos e máximos em barramentos do sistema (congestão).
3. Razão energética: quando o corte de geração é motivado pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga (balanço-energético).

Quando existe vertimento devido a cortes motivados pela indisponibilidade externa de instalações de transmissão (razão 1) ou atendimento de requisitos de confiabilidade elétrica (razão 2), é normal que a ordem de corte seja realizada de acordo com os empreendimentos que tem maior relação com a restrição, sendo que os que o corte proporciona maior alívio desta são realizados primeiro. Este procedimento é por exemplo adotado no CAISO, sistema elétrico da Califórnia e parte da costa oeste do Estados Unidos [2].

Quando o vertimento ocorre devido a razões energéticas (razão 3) ou até devido às razões 1 e 2 quando estas se aplicam às interconexões, geralmente as opções de corte englobam diversas usinas e até todas as usinas de um dado sistema. Nestes casos, é normal que o corte seja rateado igualmente entre as opções de corte, ou ainda obedecendo à relação entre o tamanho do corte e o tamanho da usina. Esta abordagem é utilizada no ISO-NE, sistema elétrico que engloba os estados da região de New England nos Estados Unidos [2].

Por fim, ainda é possível que a ordem dos cortes, além de obedecer a questões operativas, também obedeça à questões contratuais ou econômicas. Por exemplo, geradores que recebem subsídios ou que não estão cumprindo algum aspecto específico da regulação podem ser colocados como primeiros na lista de cortes, ou ainda o direito de não ser cortado pode ainda ser comercializado, por exemplo, através de um leilão entre as fontes afetadas. Esta última forma de ordenar os geradores que serão cortados é interessante porque confere ao mecanismo uma sinalização econômica que tem o potencial de otimizar os impactos financeiros dos geradores devido ao corte.

No Brasil, a regulamentação deixa o ordenamento do corte à descrição do operador do sistema. No entanto, a falta de regulação neste ponto pode gerar disputas indesejadas ou contestações. Dessa forma é recomendado que os critérios para seleção de usinas a serem cortadas seja esclarecido e determinado em regulamentação pertinente. Adicionalmente, vale ressaltar que os critérios que envolvem questões econômicas e que possibilitam aos geradores expressar sua disponibilidade a serem cortados tem o potencial de beneficiar os consumidores e reduzir custos de geradores.

### **3.2 Compensações por corte de geração**

Assim como na questão do ordenamento de usinas para corte, a compensação financeira para usinas devido a cortes de geração também depende principalmente da razão que motivou o corte. Essa questão, diferente da anterior é explicitamente regulamentada no Brasil de acordo com a ReN 927/2021, que define pagamentos para eventos conhecidos como “constrained-off”. Eventos de restrição de operação por Constrained-off são definidos como a redução da produção de energia por usinas eólicas controladas pelo operador do sistema ou usinas/conjuntos de usinas eólicas considerados na programação de operação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas. Ainda segundo a ReN 967/2021, somente deverá receber ressarcimento pelo corte de geração, usinas cortadas devido à razão de indisponibilidade externa.

De fato, esta regulamentação está de acordo com o princípio econômico do atual modelo de precificação de energia através do custo marginal de operação, pois a razão 1 é a única situação, caracterizada pelo fato de uma usina não ser despachada mesmo tendo custo variável inferior ao Custo Marginal de Operação relevante.

Note que na razão 3, onde existe “excesso de geração” frente à carga do sistema, custo marginal nulo, o Operador do Sistema é forçado a rejeitar parte da oferta de geração, provocando seja vertimento turbináveis em usinas hidroelétricas, seja a interrupção da geração em usinas eólicas, solares e outras. Dessa forma, como o custo da energia gerada é nulo, não há o que ser ressarcido. O mesmo ocorre nos casos de corte devido à razão 1.

Internacionalmente, o vertimento renovável também é compensado financeiramente, e assim como no Brasil essa compensação geralmente é realizada através do preço de mercado da energia frustrada (no Brasil o montante de energia frustrada é valorada à PLD). Exemplos incluem países como Irlanda, Romênia, Grécia e Espanha [3]. Nestes dois últimos, ainda vale a pena ressaltar que são delimitados percentuais limites da energia cortada que pode ser ressarcida (Na Grécia somente 30% dos montantes de geração frustrados são ressarcidos, no Brasil por outro lado só são contabilizados para efeitos de ressarcimento, cortes que superam 78 horas interrupção de geração).

#### 4.0 ESTUDO DE CASO

No estudo de caso apresentado aqui, é feita análise dos montantes de vertimento renovável verificados quando consideramos as razões 2 e 3, ressaltando quais os custos seriam alocados aos consumidores caso estas situações fossem elegíveis para efeitos de ressarcimento.

##### 4.1 Base de dados e premissas

Com o intuito de atingir os objetivos até aqui narrados, foi feita uma simulação operativa do parque de geração e rede de transmissão detalhada, com o software SDDP, desenvolvido pela PSR. A partir da base de dados do Plano Decenal de Energia (PDE 2030) divulgada pela EPE, o sistema elétrico brasileiro foi modelado e simulado no SDDP, considerando um fluxo de potência linearizado.

A simulação foi realizada de janeiro de 2025 a dezembro de 2030, levando em consideração 200 séries temporais de vazão e geração renovável intermitente correlacionadas. Estes cenários são gerados por meio do modelo, também desenvolvido pela PSR, nomeado Times Series Lab – TSL, que permite a obtenção de históricos de produção horária de fontes solares e eólicas através de dados obtidos por satélite.

Vale ressaltar que, a partir da representação detalhada da rede de transmissão, são consideradas as restrições de fluxo nos circuitos e também os limites de intercâmbio entre as regiões. Esses limites são definidos pela ONS, e são responsáveis por garantir a robustez e confiabilidade do sistema frente a contingências, e opere dentro dos parâmetros estabelecidos pelos Procedimentos de Rede.

As restrições de intercâmbio podem impedir que a energia flua entre os subsistemas, causando congestionamentos na rede e, resultando em cortes de geração renovável.

##### 4.2 Resultados

Os resultados de vertimento médio esperado (eólica e solar) são apresentados na Figura 4, de 2025 a 2030. Observa-se um decaimento do vertimento à medida em que a demanda cresce e o sistema de transmissão é expandido, reduzindo assim congestões na rede. Em particular, nota-se uma queda significativa dos níveis de vertimento do ano de 2026 para 2027, quando é esperada a entrada em operação de um novo bipolo HVDC conectado às subestações de Graça Aranha (MA) e Silvânia (GO).

Além disso, a figura mostra a diferença entre o vertimento esperado para uma simulação com e sem as restrições de rede. Para calcular esta diferença, foram realizadas duas simulações da operação futura das redes, uma em que se permite que o fluxo nos circuitos ultrapasse os limites de carregamento destes. E outra inserindo estes limites como restrições ativas no problema de otimização que guia o despacho.

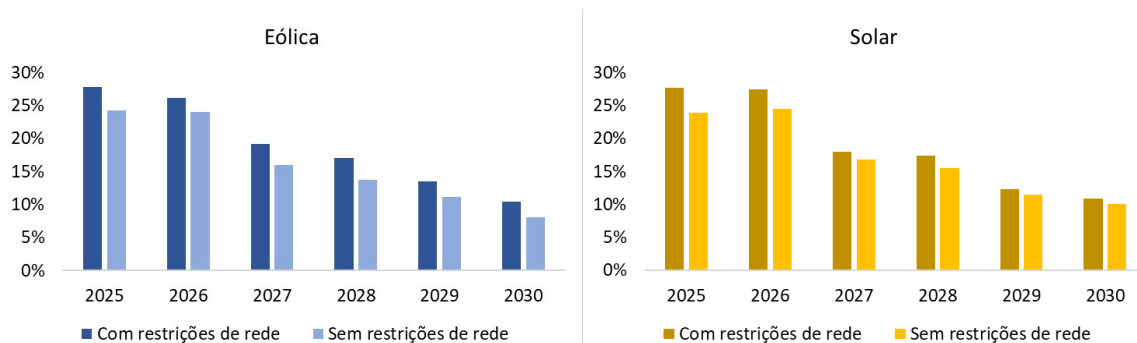


Figura 4: Expectativa de vertimento renovável (eólica e solar) de 2025 a 2030.

Na primeira situação, como as restrições de rede não são ativas, só se verifica vertimento devido a restrição de balanço energético em que a geração deve ser igual à demanda do caso. Na segunda situação, além do vertimento devido ao balanço energético também se verifica vertimento devido ao atendimento aos limites de carregamento e restrições de confiabilidade das redes.

Uma primeira informação relevante, nesta análise é a constatação de que o vertimento renovável no Brasil é majoritariamente devido ao atendimento à restrição de balanço energético (razão 3). Isso pode ser explicado pela alta inflexibilidade de geração de outras fontes como hidrelétricas e termelétricas mencionada anteriormente. Os valores mais altos de vertimento são verificados no início do horizonte analisados, principalmente por conta da alta penetração de renováveis no sistema a partir de 2024.

A Figura 5 apresenta a distribuição espacial das usinas eólicas e solares, e a expectativa de corte de geração em 2025. Observa-se que as usinas eólicas possuem, em média, maior risco de vertimento. Isto se deve, principalmente, pelo perfil de geração dessas fontes ao longo do dia, dado que as solares geram durante o dia, horário de maior demanda. Adicionalmente, vemos que o percentual do corte varia mais entre regiões para o caso das usinas solares, o que indica que a maior parte dos cortes realizados à esta fonte são devido às restrições de rede, diferente que do caso das usinas eólicas, onde vemos maior uniformidade de percentual de corte em usinas de uma mesma região.

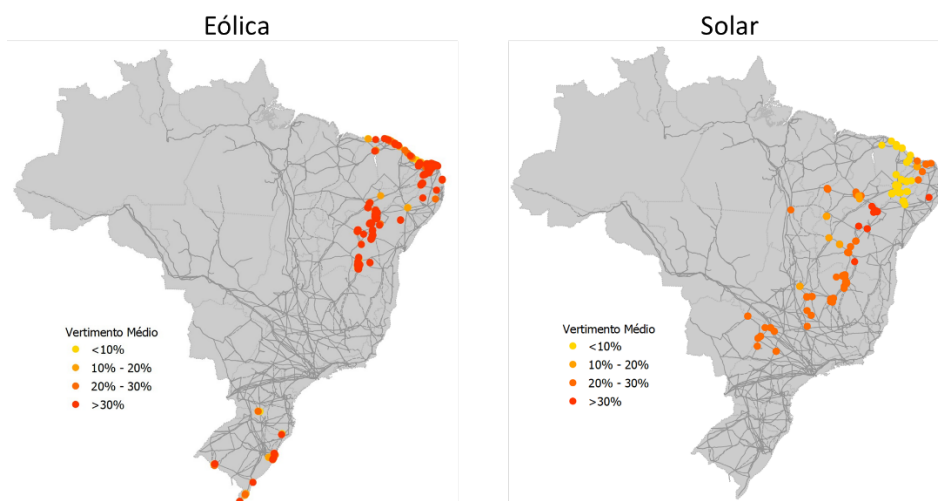


Figura 5: Distribuição espacial do vertimento renovável esperado para o ano de 2025.

Os resultados a seguir (Figura 6) mostram o risco de vertimento médio mensal considerando todas as usinas eólicas e solares em 2025. Um aspecto sazonal é visto devido a um maior despacho hidroelétrico na estação chuvosa (1º semestre). O alto volume de energia gerada a partir desses recursos ocupa parte das linhas de transmissão, principalmente aquelas que fazem a ligação do Norte e Nordeste ao Sudeste, causando um vertimento maior.

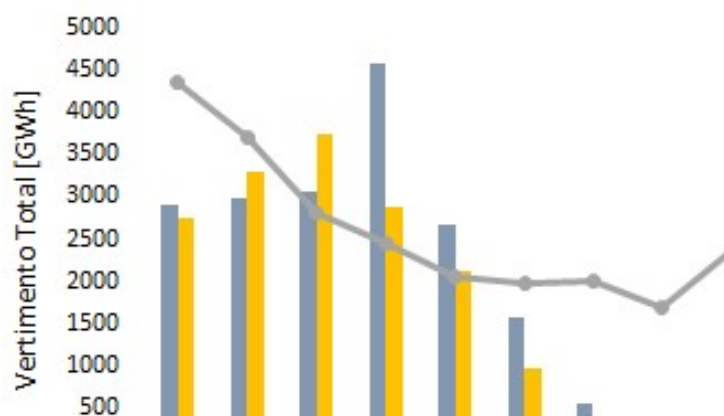


Figura 6: Vertimento renovável esperado para o ano de 2025.

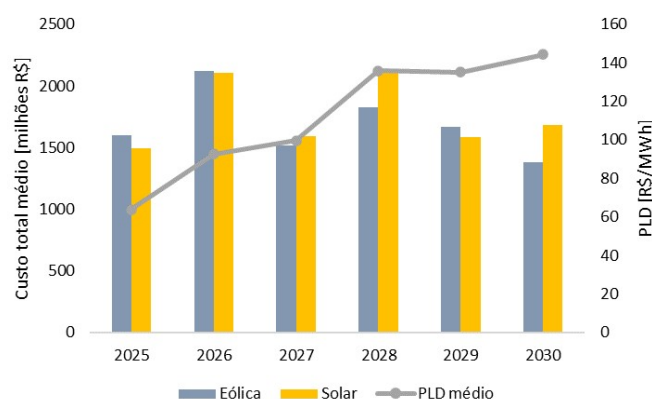


Figura 7: Custo total esperado do corte de geração de 2025 a 2030.

A partir da expectativa de vertimento anual obtida pela simulação, obteve-se o custo esperado de corte de geração valorado ao PLD médio mensal esperado. Apesar da tendência de queda do vertimento anual, o custo total da geração frustrada se mantém, dado que é esperado um aumento do PLD médio no horizonte estudado.

## 5.0 CONCLUSÕES

De fato, os resultados do estudo de caso confirmaram a expectativa de altos volumes de cortes de geração e vertimento renovável no futuro, devido ao acelerado ritmo de inserção de renováveis na matriz energética, não acompanhado pelo ritmo de crescimento da demanda.

Dessa forma, vemos que neste futuro usinas renováveis, principalmente eólicas deverão enfrentar acentuadas perdas financeiras devido ao vertimento. Neste contexto é importante que a regulamentação se aprofunde na determinação de critério para ordenamento de corte transparentes e que possibilitem o gerador a demonstrar sua disposição a ser cortado em determinada situação.

Adicionalmente é essencial que haja manutenção dos atuais critérios para ressarcimento e diferenciação de situações de corte. Caso contrário seria alocado ao consumidor custos elevados e ressarcimentos devido a frustração de geração que tem valor já nulo.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Resolução Normativa 927 de março de 2021, ANEEL, 2021.
- (2) Lori Bird, Jaquelin Cochran, and Xi Wang "Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States", National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- (3) Bird, L.; Milligan, M.; Lew, D. (2013). Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. NREL/TP-6A20-60451. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2013.



- (4) ONS. “Matriz de energia elétrica – horizonte de médio prazo”. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/52/71/Paginas/produtos-dinamicos/expans%C3%A3o-matriz-de-energia-medio-prazo.aspx>
- (5) ONS. “Plano de Operação Energética 2020/2024 – PEN 2020 – Sumário Executivo”. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS\\_PEN2020\\_24\\_final%20\(6\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final%20(6).pdf)>

## DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduação em engenharia elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e mestrado em Energias Renováveis pela Universidade de Auckland (Nova Zelândia). No mestrado, Rodolfo foi bolsista do “New Zealand Aid Programme Scholarship Award” e investigou o novo modelo de precificação horária do PLD no Brasil. Anteriormente à PSR, trabalhou como responsável técnico de grandes projetos industriais no setor automotivo e no desenvolvimento de parques eólicos de geração distribuída. Ingressou na PSR em 2020, onde vem trabalhando na área de projeção de preços e planejamento do setor elétrico e energético brasileiro.

## (2) JAIRO TERRA FERREIRA FILHO

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e hoje é mestrando no curso de Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica. Juntou-se a PSR em 2015 e tem trabalhado em projetos relacionados a regulação do setor elétrico brasileiro com foco nos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica que incluem (i) avaliações econômica e financeira de ativos de transmissão e geração (ii) aconselhamento regulatório (iii) consultoria de investimento nos segmentos de transmissão e geração brasileiro (iv) estudos tarifários de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

## (3) FELIPE LUCAS FARIAS GOMES NAZARÉ

Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, mestrando em Engenharia Elétrica com foco em Métodos de Apoio à Decisão pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Profissionalmente, atuou na empresa Bolognesi Energia em 2015 na implantação de usinas termelétricas. No período de 2016 até 2021, tornou-se consultor na empresa PSR Soluções Consultoria em Energia, em que esteve à frente de estudos voltados a planejamento energético e análise de risco. Atualmente é Coordenador de Portfólio na empresa Omega Energia, liderando estudos com enfoque na tomada de decisão da empresa.

## (4) MAYNARA AZEVEDO AREDES

Maynara Azevedo concluiu a graduação em Engenharia Elétrica em 2015 na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Durante o curso participou de um programa de intercâmbio na Universidade de Tsinghua, Pequim, China. Também se graduou em Matemática Aplicada em 2017. Atuou como pesquisadora no Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ingressou na PSR em 2017 onde participa da equipe de desenvolvimento de modelos e ferramentas computacionais para o planejamento e análise de sistemas de potência. Atualmente é também aluna de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica, na COPPE/UFRJ

## (5) LUIZ BARROSO

Luiz Barroso é Presidente da PSR. Foi presidente da EPE e visitante na Agência Internacional de Energia. Possui experiência de mercado e acadêmica em planejamento, operação, regulação e gestão de riscos em mercados de energia e gás em mais de 30 países. É graduado e possui doutorado em matemática aplicada (otimização) pela COPPE-UFRJ.