

Impacto da alteração da curva de carga na expansão do sistema elétrico brasileiro

Rachel da Costa O. Santos* Bruno Soares M. C. Borba**
Marcio Z. Fortes** Carolina C. de Menezes** Keren T. Soares**

* *Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e
Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, RJ, (e-mail:
rachelcos@id.uff.br).*

** *Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e
Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, RJ.*

Abstract: New challenges are arising not only because of the decentralization of the national electric system, but also due to the intermittence of alternative energy sources. These challenges require advanced forms of control and monitoring of the demand curve. In this context demand side management (DSM) is one of the main areas for future investments in Brazil. In view of this, this article emerges as a study of the impact of DSM on the expansion of the National Interconnected System (NIS) in 2040. This article simulates three scenarios in CARTHER, an academic software which optimizes the costs of expansion planning for long term. The first scenario does not have any alteration in the typical demand curve, in other words this scenario will be considered the baseline one. The second scenario assumes the modification of the load profile of residential consumers due to the popularization of time of use tariffs in 2040. Lastly, the third scenario assesses possible changes in the typical load curve of each subsystem, considering the implementation of more generic DSM measurements, for example time of use tariff, in the residential, industrial and commercial sectors in 2040. Not only differences could be observed in the increment of the total cost of these investments, but also subtle changes were perceived in the composition of the electrical matrix for the three scenarios evaluated. This article contributes concluding that the load profile directly influences the expansion of the NIS, being possible to shape it so that it has an electrical matrix more reliable and with more renewable energy resources.

Resumo: Os novos desafios decorrentes da descentralização do sistema elétrico nacional, bem como a intermitência das fontes alternativas de energia, exigem formas avançadas de controle e monitoramento da curva de demanda de energia elétrica. Neste sentido, mecanismos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) são uma das principais áreas para investimentos futuros no Brasil. Em vista disso, este artigo surge como um estudo do impacto de medidas de GLD na expansão do Sistema Interligado Nacional em 2040. O artigo simula três cenários diferentes no CARTHER, um software acadêmico que otimiza os custos de expansão do setor elétrico para o longo prazo. O primeiro cenário serve como base de comparação para os demais casos, não incluindo, portanto, nenhum tipo de modificação nas curvas típicas de carga dos subsistemas do SIN. O segundo cenário assume a modificação do perfil de carga dos consumidores residenciais a partir da popularização das regras de tarifação branca em 2040. Em seguida, o terceiro cenário avalia possíveis mudanças na curva de carga típica de cada subsistema do SIN, considerando a implementação de medidas mais genéricas de GLD, como por exemplo tarifação dinâmica, nos setores residencial, industrial e comercial em 2040. Finalmente, a partir dos resultados obtidos, observa-se diferenças no incremento do custo total destes investimentos e mudanças sutis na composição da matriz elétrica para os três cenários avaliados. O trabalho contribui, portanto, constatando que o perfil de carga influencia diretamente na expansão do SIN, sendo possível moldá-lo para que se tenha uma matriz elétrica mais confiável e renovável.

Keywords: Expansion planning; demand side management; grid expansion; time of use tariffs.
Palavras-chaves: Planejamento ; Gerenciamento pelo lado da demanda; Tarifação; Expansão da rede.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento industrial e o crescimento populacional são fatores que potencializam a demanda por energia elétrica. Paralelamente, a poluição proporcionada por fontes convencionais de energia, bem como a finitude destas, são fatores que corroboram e aceleram uma mudança estrutural dos sistemas de potência convencionais (Kesici et al., 2018).

É neste contexto que o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) surge como um mecanismo fundamental para o futuro do setor elétrico nacional, sendo indicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Plano Nacional de Energia (EPE, 2007), como uma das principais áreas para investimentos futuros no Brasil. O GLD tem como objetivo modelar o perfil de carga do consumidor a fim de ajustar a demanda à disponibilidade de energia elétrica do sistema. Deste modo, as ações de GLD possibilitam o uso mais eficiente de energia e influenciam diretamente os hábitos de consumo (Júnior et al., 2020).

No Brasil, as medidas de GLD foram fomentadas a partir da Resolução Normativa (REN) n°414 aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2010, a qual definiu uma nova estrutura tarifária, conhecida como tarifa branca, para consumidores do Grupo B, baseada em preços distintos conforme os custos para fornecimento (EPE, 2019). A tarifação passa a ser dividida em três categorias dependendo do horário do consumo que pode ser: horário de ponta, posto intermediário e fora de ponta (ANEEL, Acesso em 26 de fev. de 2021). A modalidade introduzida foi iniciada em 2018. Ademais, a ANEEL discutiu um programa piloto de resposta da demanda para consumidores industriais na REN n° 792/2017 (EPE, 2019).

As medidas de GLD visam reduzir a demanda em horários de pico (Warren, 2014). Deste modo, o GLD está diretamente atrelado às atividades que envolvem ações no lado do cliente, sejam elas estimuladas direta ou indiretamente pela concessionária. O GLD pode ser uma opção viável e atraente para melhorar a eficiência da operação e dos investimentos de cada setor do sistema elétrico (Strbac, 2008).

Diversas medidas de GLD podem ser implementadas visando uma maior eficiência energética. Dentre elas, pode-se destacar redução do pico, preenchimento dos vales e deslocamento de carga (Mancuzo, 2017). Uma maneira para se obter o deslocamento de carga, que é a medida que será demonstrada nesse trabalho, é através da tarifa branca, medida adotada no Brasil em 2018.

O objetivo desse trabalho consiste em apresentar os impactos do GLD na expansão do sistema, mais especificamente medidas de deslocamento de consumo e preenchimento de vale através de diferenças tarifárias, considerando um horizonte de vinte anos. Os perfis de carga típicos do Sistema Interligado Nacional (SIN) são modificados, con-

siderando dois cenários diferentes de GLD, e simulados no CARTHER, um software acadêmico de planejamento de expansão de longo prazo do setor elétrico. O CARTHER, por sua vez, apresenta os custos otimizados da expansão para os cenários propostos.

Neste respeito, é importante destacar algumas limitações em relação aos cenários analisados, como por exemplo, o desconhecimento do efeito exato das medidas de GLD em cada setor de consumo e subsistema do SIN. Não obstante, o trabalho contribui apresentando o possível impacto de medidas de GLD na expansão do SIN.

O artigo foi elaborado em cinco seções conforme especificado a seguir. A seção um apresentou um resumo sobre as principais medidas de GLD. A seção dois fez uma breve revisão bibliográfica. Em seguida, a três discorre sobre a metodologia utilizada no estudo em questão juntamente com os cenários que foram vislumbrados para 2040. A seção quatro apresenta os resultados obtidos a partir das simulações realizadas. Finalmente, a seção cinco apresenta as principais conclusões do artigo e lista sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As medidas de GLD podem ser distintas por setor de consumo. No setor industrial, Castro et al. (2014) analisou as oportunidades decorrentes de variações de preços sazonais na eletricidade ao programar a manutenção de uma usina elétrica que atende uma planta química. O maquinário da planta poderia variar entre ligado, stand by e desligado, conforme o custo da energia, as necessidades de produção e a disponibilidade da equipe de manutenção. Semelhantemente, Xenos et al. (2016) avaliou usinas que são grandes consumidoras de energia e que possuem sistemas de armazenamento de energia, permitindo que elas modifiquem o seu consumo de acordo com os preços nos mercados de energia e reserva. Para isso, o autor aplicou diversos programas de resposta de demanda (RD) a uma planta química visando otimizar os custos. Foi possível constatar que os custos são mais baixos quando aplicada uma tarifa dinâmica hora a hora e não uma precificação fixa.

Ainda nesse sentido de medidas no setor industrial, Finn and Fitzpatrick (2014) aplicou precificação dinâmica para dois consumidores industriais com o objetivo de aumentar o consumo de energia eólica na Irlanda. Os autores observaram que a precificação dinâmica proporcionou um aumento de 5,8% na utilização de energia eólica, gerando uma redução de 10% no preço médio da energia. Já Summerbell et al. (2017) realizou um estudo implementando medidas de GLD para uma planta de cimento no Reino Unido, o que resultou em uma economia de até 4,2% nas contas de energia e uma redução de até 4% na emissão de gás carbônico.

Com base na bibliografia, constata-se, portanto, que a implementação de medidas de GLD no setor industrial

é motivada pela redução de custos. No entanto, é capaz ainda de proporcionar outros benefícios, como maior eficiência e modelagem do perfil de carga para influenciar o uso de determinadas fontes de geração.

No que se refere aos setores residencial e comercial, Stötzer et al. (2015) analisa o potencial de deslocamento de carga nesses setores na Alemanha. Para isso, os autores utilizaram um algoritmo genético para avaliar o comportamento típico das diferentes cargas analisadas. Observou-se que, através de medidas de GLD, é possível deslocar 16% da carga dos setores comercial e residencial para períodos com maior produção de energia eólica e solar. Além disso, o GLD também se mostrou eficiente na redução de 10% do custo da energia.

No Brasil, Mancuzo (2017) analisou o setor residencial paulista e verificou o impacto do deslocamento do pico de consumo nas perdas do sistema. O autor elaborou uma pesquisa a fim de obter informações sobre os hábitos de consumo de energia elétrica no setor residencial. Além disso, o autor desenvolveu um algoritmo para calcular perdas elétricas por efeito Joule, e simular o consumo de energia em residências e linhas de distribuição de baixa tensão da região sudeste do Brasil. As simulações demonstraram que, deslocando o pico de consumo de energia elétrica, seria possível otimizar o consumo, diminuir as perdas por dissipação nos condutores em até 3,3%, e reduzir custos.

Já na Finlândia, Paatero and Lund (2006) utilizaram medidas de GLD para redução do pico de consumo residencial. Apenas com a alteração de aparelhos de refrigeração sem causar nenhum tipo desconforto para os consumidores, foi possível reduzir o pico em 7,2%. Porém, observa-se que medidas de GLD mais severas seriam capazes de nivelar completamente o perfil de carga no dia de pico anual, com uma redução de 42% neste horário. Finalmente, Levy (2013) simulou medidas de RD para um sistema fictício de 33 barras tanto para o setor comercial quanto para o residencial. A demanda no momento do pico reduziu em até 13,3%, gerando uma economia financeira de até 25%.

Neste sentido, observa-se que as medidas de GLD nos setores residenciais e comerciais estão muito mais relacionadas a hábitos de consumo. Observa-se ainda que pequenas alterações nos hábitos de consumo têm um efeito significativo no nivelamento da curva de carga.

Em linhas mais gerais, Moura and De Almeida (2010) utilizam o GLD na integração das curvas de produção de energia eólica e consumo em Portugal. O estudo realizado em 2010 mostra que, aplicando medidas de RD e GLD, o pico de consumo de energia em Portugal pode reduzir em 17,4% em 2020. Os autores concluem ainda que as medidas de GLD com maior impacto nos horários de pico são capazes de mitigar os problemas causados pelas variações na geração eólica. Além disso, quando ocorrem variações abruptas na geração de energia eólica, as tecnologias de RD podem, em tempo quase real, ajustar a demanda para evitar maiores desequilíbrios. Isto corrobora pontos importantes mencionados anteriormente.

Finalmente a respeito de GLD, Yau et al. (1990) aplicou medidas de GLD e verificou os impactos na transmissão e distribuição. Além de uma liberação de 9% da capacidade de subestação, foi verificada uma redução de consumo de

energia no pico de 10% e uma redução de aproximadamente 20% nas perdas de distribuição (Bezerra, 2017). Neste sentido, conclui-se que, em geral, o GLD é capaz de afetar os sistemas de geração, transmissão, e distribuição.

Em se tratando de planejamento da expansão, em Melo et al. (2022) foi desenvolvido um software, que será utilizado mais a frente nesse trabalho, para realizar estudos de planejamento da expansão. O CARTHER é capaz de otimizar diferentes cenários do setor elétrico a partir da ótica econômica. O software permite alterar parâmetros como disponibilidade de combustíveis, expansão da demanda, restrições elétricas, perfil de carga, dentre outros. Como resultado, o CARTHER apresenta os custos otimizados e minimizados da expansão para o horizonte do cenário avaliado, indicando o crescimento necessário da capacidade instalada para cada tipo de fonte (Melo et al., 2022).

O CARTHER considera quatro regiões com diferentes fontes de geração, sendo possível compará-las através do custo nivelado da eletricidade (LCOE, em inglês, *Levelized Cost of Electricity*). Segundo a *International Energy Agency* (EIA, 2013), este indicador consiste em uma métrica capaz de estimar a receita média por unidade de produção de energia (\$/MWh) necessária para recuperar todos os custos de investimento, e de Operação e Manutenção (O&M). O LCOE considera ainda o retorno especificado sobre o investimento ao longo da vida útil da usina (Melo et al., 2022). Para mais detalhes sobre como o software é elaborado ver Melo et al. (2022).

3. METODOLOGIA

Considerando as medidas recentes de fomento ao GLD nos setores residencial e industrial no Brasil, este estudo busca analisar o impacto destes mecanismos na expansão do SIN em um horizonte de vinte anos. Para efetuar esta análise, foi utilizado o CARTHER, um software acadêmico de planejamento de expansão de longo prazo do setor elétrico.

Com o auxílio do CARTHER, e tendo como base os estudos examinados e a investigação técnica sobre GLD realizada, este trabalho vislumbra três cenários distintos para o ano de 2040. O primeiro cenário, tratado neste trabalho como cenário base, serve como base de comparação para os demais cenários, não incluindo, portanto, nenhum tipo de modificação nas curvas típicas de carga dos subsistemas que compõem o SIN. O segundo cenário, atribuído como cenário 1, assume a modificação do perfil de carga dos consumidores residenciais a partir da popularização das regras de tarifação branca em 2040. Finalmente, o terceiro cenário, atribuído como cenário 2, avalia possíveis mudanças na curva de carga típica de cada subsistema do SIN, considerando a implementação de medidas mais abrangentes de GLD, como por exemplo deslocação de carga e preenchimento de vales, nos setores residencial, industrial e comercial em 2040. A figura 1 apresenta um fluxograma com as etapas que foram realizadas nesse trabalho.

Como este trabalho busca avaliar o impacto das medidas de GLD na expansão do SIN, apenas as curvas de carga típicas de cada subsistema foram modificadas. Ademais, os resultados obtidos em Melo et al. (2022) foram mantidos, bem como as premissas iniciais adotadas em Melo et al.

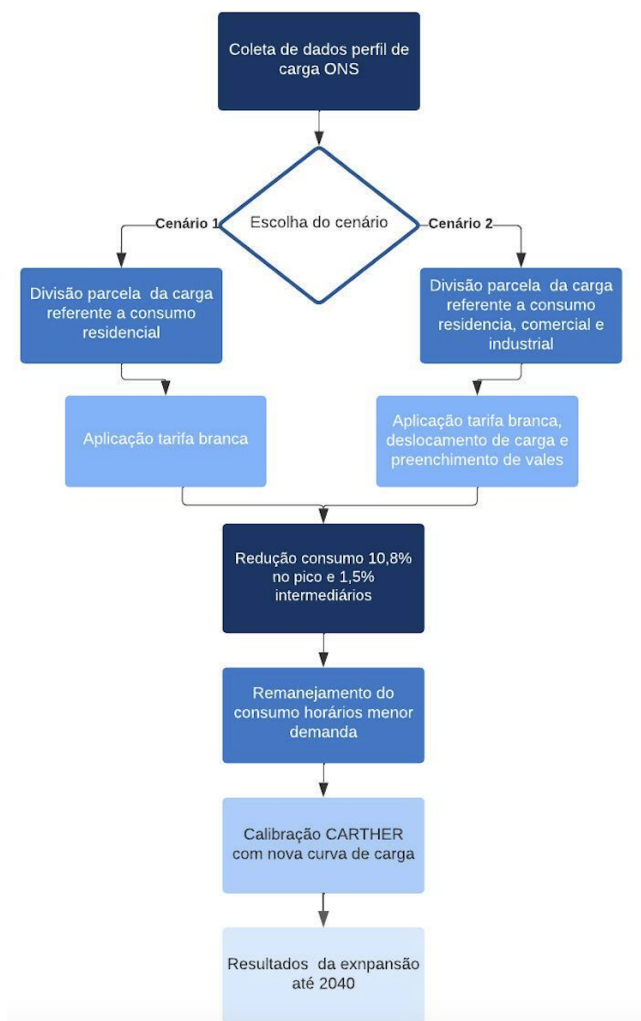


Figura 1. Fluxograma das etapas envolvidas no trabalho.

(2022) como a taxa de desconto de 8%a.a. - valor que é baseado nas taxas de títulos públicos de longo prazo (EPE, 2018). As curvas de geração eólica e solar que foram utilizadas no CARTHER foram mantidas conforme Melo et al. (2022) e tiveram como base dados fornecidos pela ONS.

Em todos os cenários, a expansão do sistema foi a mesma, tendo sido aplicada uma taxa de crescimento anual da carga do SIN de 2,8% a.a., conforme previsto pela EPE (EPE, 2018). É importante ressaltar que este trabalho não analisa em seus cenários os impactos do COVID-19. Por este motivo, os dados de demanda de 2020 foram desconsiderados de todas as estimativas e o ano de 2019 foi utilizado como ano base. Deste modo, foi estimado um acréscimo de demanda para 2040 de 38TWh no subsistema Norte, 76TWh no subsistema Nordeste, 272TWh no subsistema Sudeste, e 80TWh no subsistema Sul.

O cenário base teve como objetivo servir como um parâmetro de comparação para as demais hipóteses. Assim, os perfis de carga típicos de cada subsistema nesse cenário não sofreram nenhuma alteração, e foram estimados com base nos dados históricos da operação do ONS nos anos de 2018 e 2019 (ONS, Acesso em 26 de fev. de 2021), desconsiderando os finais de semana. Os dados foram encontrados

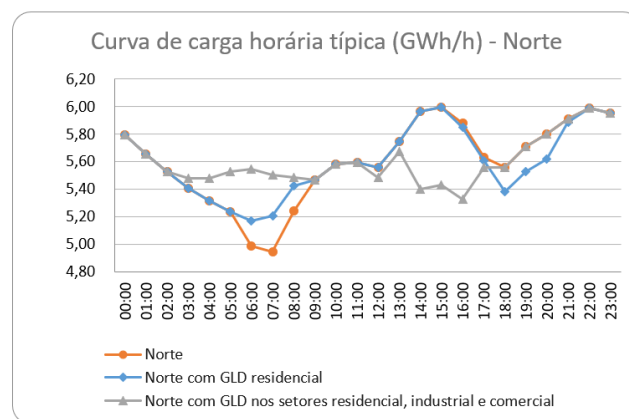


Figura 2. Curva de carga horária típica do subsistema norte.

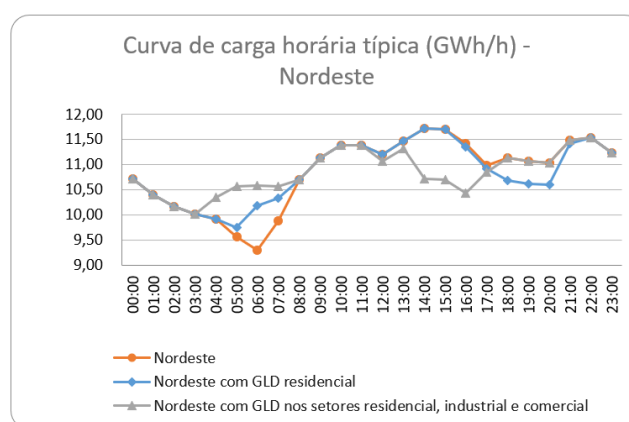


Figura 3. Curva de carga horária típica do subsistema nordeste.

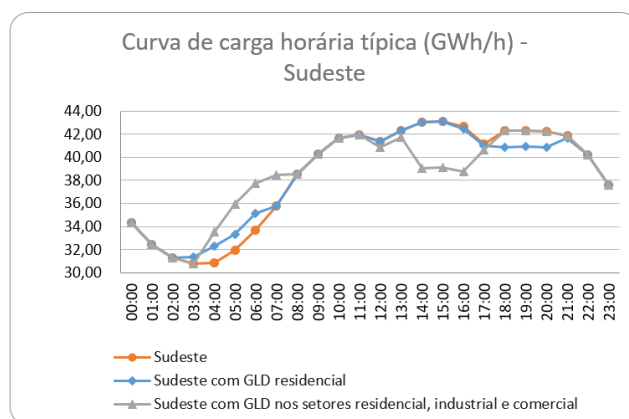


Figura 4. Curva de carga horária típica do subsistema sudeste.

fazendo uma média da carga hora a hora disponibilizado pela ONS em todos os dias, exceto finais de semana, dos anos de 2018 e 2019. Os resultados obtidos são apresentados em laranja nas curvas das Figuras 2,3,4,5.

No cenário 1 avalia-se uma tendência na mudança do perfil histórico do consumo de energia em decorrência dos horários dos postos tarifários determinados pelas concessionárias de energia para o Grupo B (EPE, 2019). Neste sentido, a modalidade tarifária branca, introduzida em 2018, é

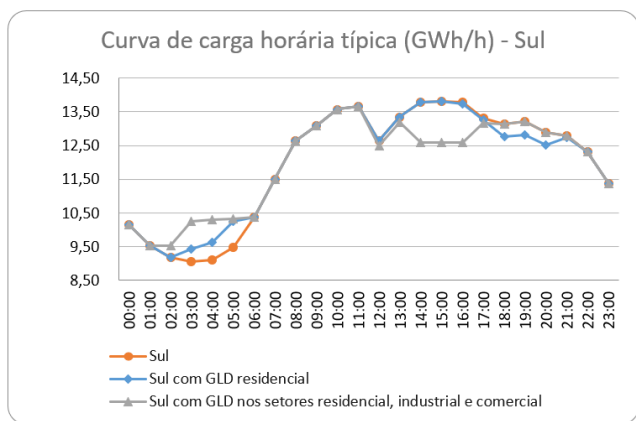


Figura 5. Curva de carga horária típica do subsistema sul.

um importante passo para encorajar o deslocamento da demanda para horários em que historicamente a demanda máxima do sistema elétrico tem pouca probabilidade de ocorrência (EPE, 2019).

Deste modo, este cenário considerou a redução de demanda do setor residencial invariavelmente no período de ponta, compreendido entre as 18 e 21 horas, e nos períodos intermediários. Já o remanejamento da redução, foi realizado visando tornar a curva de cada subsistema mais horizontal e com menos mudanças abruptas. Para isso, foram estimadas as reduções nos horários de ponta e intermediário a partir da análise de estudos de caso. Foi atribuída uma redução de 10,8% no horário de ponta e de 1,5% nos horários intermediários apenas no setor residencial, conforme estudo de caso realizado em Energisa (2013) e Baptista (2016).

Em vista disso, verificou-se a participação do setor residencial em cada subsistema do SIN por meio de dados históricos fornecidos pela EPE. Em posse dos dados do consumo de energia elétrica, foi estimada uma participação de 30% do setor residencial no subsistema Norte, 37% no subsistema Nordeste, 31% no subsistema Sudeste e 27% no subsistema Sul (EPE, Acesso em 08 de dez. de 2021), com esse dado é possível encontrar qual parte do consumo é de origem residencial e fazer as realocações de consumo adequadas. Os resultados obtidos são apresentados em azul nas curvas das Figuras 2,3,4,5.

Neste cenário, as reduções totalizaram cerca de 0,63GWh no Norte, 1,52GWh no Nordeste, 4,83GWh no Sudeste e 1,31GWh no Sul, e foram redistribuídas em períodos fora de ponta, nos pontos que foram encontrados os menores consumos no cenário um. A figura 6 demonstra os horários que tiveram seu consumo reduzido (horário de ponta em azul e intermediário em verde) e em qual momento esse consumo foi reintroduzido (marcado no gráfico em vermelho)

Finalmente, a fim de compreender melhor o impacto de medidas de GLD em uma escala mais abrangente, foi proposto um terceiro cenário, tratado nesse trabalho como cenário 2. Neste, as estimativas de redução de consumo nos horários de picos foram atribuídas também aos setores industrial e comercial. Agora, as reduções de 10,8% e 1,5% foram calculadas, considerando 87% da demanda do subsistema Norte, 80% do subsistema Nordeste, 85%

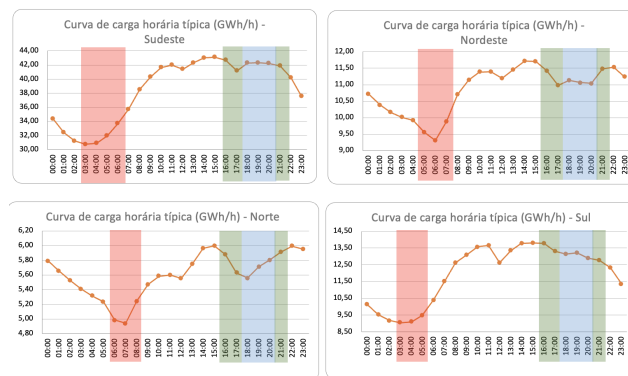


Figura 6. Horas de redução e realocação do consumo - Cenário 1.

do subsistema Sudeste e 81% do subsistema Sul, esses percentuais foram encontrados somando as participações do consumo residencial, industrial e comercial do ano de 2019 disponíveis em EPE (Acesso em 08 de dez. de 2021).

A partir da análise das curvas típicas de cada subsistema, optou-se por implementar tais medidas nos horários de pico e intermediários de cada um deles, sendo assim esses horários apresentaram uma redução no consumo em 10,8% e 1,5%, respectivamente. Essa redução ocorreu devido uma deslocação do consumo, sendo assim esse consumo foi reinserido em outros pontos da curva, visando uma curva mais horizontal. A figura 7 demonstra quais instantes foram tratados como horário de ponta e intermediário (em azul e verde no gráfico respectivamente), além de demonstrar em qual momento o consumo foi reinserido (em vermelho no gráfico). Os resultados obtidos são apresentados em cinza nas curvas das Figuras 2,3,4,5. Neste cenário, as reduções totalizaram cerca de 1,90GWh no Norte, 3,41GWh no Nordeste, 13,41GWh no Sudeste e 4,09GWh no Sul, e foram redistribuídas em períodos fora de ponta.

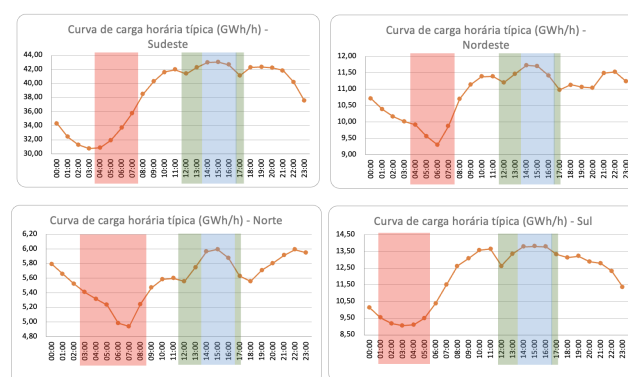


Figura 7. Horas de redução e realocação do consumo - Cenário 2.

4. RESULTADOS

Considerando os cenários mencionados na seção anterior, o CARTHER foi calibrado a fim de se analisar economicamente as hipóteses levantadas. Os resultados obtidos fornecem dados sobre o incremento no custo total, incremento na capacidade instalada, e composição da matriz elétrica necessários para atender os cenários simulados para 2040.

Tabela 1. Incremento na capacidade instalada até 2040 (GW).

	Caso Base	Cen. 1	Cen. 2	$\Delta 1$	$\Delta 2$
Hid. Média	3,60	3,60	3,60	0,0%	0,0%
Ciclo Aberto	10,24	10,19	9,75	-0,5%	-4,8%
Ciclo Comb.	35,40	35,48	35,56	0,2%	0,4%
Biomassa	3,29	3,05	3,10	-7,2%	-5,9%
Eólica	15,50	15,50	15,50	0,0%	0,0%
Solar	21,49	21,49	21,49	0,0%	0,0%

Tabela 2. Incremento no custo total até 2040 (B\$).

	Caso Base	Cen. 1	Cen. 2	$\Delta 1$	$\Delta 2$
Hid. Média	\$ 0,72	\$ 0,72	\$ 0,72	0,0%	0,0%
Ciclo Aberto	\$ 1,75	\$ 1,75	\$ 1,68	0,1%	-4,1%
Ciclo Comb.	\$ 9,28	\$ 9,30	\$ 9,32	0,3%	0,4%
Biomassa	\$ 0,77	\$ 0,72	\$ 0,73	-7,2%	-5,3%
Eólica	\$ 3,85	\$ 3,85	\$ 3,85	0,0%	0,0%
Solar	\$ 1,97	\$ 1,97	\$ 1,97	0,0%	0,0%

Tabela 3. Composição da matriz energética em 2040 (%).

	Caso Base	Cen. 1	Cen. 2	$\Delta 1$	$\Delta 2$
Hid. Grande	32,90	32,93	32,97	0,1%	0,2%
C. Comb.	16,98	17,02	17,08	0,2%	0,6%
Eólica	12,00	12,01	12,02	0,1%	0,2%
Hid. Média	9,78	9,79	9,81	0,1%	0,3%
Solar	9,30	9,31	9,32	0,1%	0,2%
Ciclo Aber.	5,96	5,95	5,78	-0,2%	-3,0%
Outros	13,07	12,98	13,02	-0,7%	-0,4%

Estes resultados são apresentados, respectivamente, nas tabelas 1, 2 e 3, onde: a primeira coluna se refere ao caso base; a segunda coluna se refere ao caso com medidas de tarifação branca para o setor residencial (caso 1); e a terceira coluna se refere ao caso com medidas para os setores residencial, comercial, e industrial (caso 2). As diferenças absolutas nos resultados obtidos entre o cenário 1 e o caso base, e o cenário 2 e o caso base também foram calculadas e estão representadas, respectivamente, como $\Delta 1e\Delta 2$.

A partir da análise da tabela 2, é possível perceber que há uma redução no custo total nos cenários 1 e 2, em relação ao caso base, o que era esperado já que em ambos os cenários houve uma redução do pico da demanda, com essa redução uma menor capacidade instalada é necessária para atender o momento com maior demanda de energia. No entanto, como o cenário 2 inclui uma redução mais representativa da demanda de pico, uma vez que a redução do pico foi aplicada além do setor residencial no industrial e comercial, a redução do custo é maior. Para este cenário, o incremento no custo total é 0,4%, ou R\$0,07, menor que o caso base. Já no cenário 1, esta redução corresponde a 0,2%, ou, em valores absolutos, R\$0,03.

Uma vez que o custo está diretamente relacionado à construção de novas usinas, espera-se também uma redução no incremento da capacidade instalada em relação ao caso base. Neste sentido, a tabela 1 corrobora este fato e revela como deve ser realizado o incremento na capacidade instalada para atender as expansões avaliadas. A partir da análise desta tabela, constata-se que, mesmo sem alterar a projeção de crescimento do consumo, simples mudanças

no formato da curva de carga são capazes de reduzir a necessidade da instalação de novas usinas.

Observa-se ainda uma necessidade reduzida de usinas de biomassa e termoeletricas de ciclo aberto. Isto ocorre, pois a geração mínima obrigatória de usinas de biomassa e de ciclo aberto é baixa. Isto significa que estas usinas apresentam um baixo fator de capacidade mínimo e, conseqüentemente, uma alta flexibilidade.

O fator de capacidade mínimo das usinas de ciclo aberto é igual a zero. Logo, ainda que apresentem uma eficiência baixa, essas usinas não possuem um valor mínimo de carga que deva ser atendido no ano. Além disso, quando comparadas às usinas de ciclo combinado, observa-se uma partida mais rápida (Ribeiro, 2019). Essas características tornam esses tipos de usinas mais propícias para o atendimento das demandas de pico e não para atendimento da base. Por esses motivos, ao reduzir o pico, percebe-se uma redução no incremento dessas usinas.

Semelhantemente, as usinas de biomassa também possuem um baixo fator de capacidade mínimo, o que faz com que essas usinas sejam utilizadas para atender a carga no momento do pico. Além desse fator, o custo de capital e de O&M são maiores para as usinas de biomassa do que para as usinas de ciclo combinado. Portanto, como o CARTHUR otimiza as soluções, minimizando os custos, isso justifica o motivo de se retirar inicialmente as usinas de biomassa para depois se retirar as de ciclo aberto.

Finalmente, a partir da análise das duas últimas colunas da tabela 3, constata-se que, as alterações na composição da matriz elétrica brasileira nos cenários analisados, ainda que pequenas em relação ao caso base, indicam uma menor dependência em relação às termelétricas de ciclo aberto quanto mais agressivas as medidas de GLD. Isto está de acordo com o previsto, visto que as usinas termelétricas são comumente utilizadas para atender as demandas emergenciais. A tabela 4 demonstra a disposição da matriz energética no ano base do estudo, 2019 para fim de comparação com os cenários propostos nesse trabalho. Analisando estes resultados, percebe-se uma tendência de diversificação da matriz elétrica, independentemente da mudança do perfil de carga do consumidor brasileiro.

Tabela 4. Composição da matriz energética no ano de 2019 (%).

	Ano Base
Hidrelétrica Grande	50,69
Ciclo Combinado	4,78
Eólica	9,13
Hidrelétrica Média	12,90
Solar	1,35
Ciclo Aberto	3,00
Outros	18,14

5. CONCLUSÃO

Durante o desenvolvimento deste artigo, foram observados alguns pontos de destaque:

- (1) A popularização de novas tecnologias e o processo de modernização do setor elétrico nacional indicam que o consumidor de energia elétrica passará de uma posição passiva para ativa.

- (2) Os desafios decorrentes da descentralização do SIN, bem como a intermitência das fontes renováveis de energia, exigem formas avançadas de controle e monitoramento dos perfis de demanda.
- (3) Os incentivos à micro e à minigeração distribuída, bem como o uso de medidores inteligentes, propiciam aos consumidores de energia elétrica maior poder e conhecimento sobre o seu consumo de energia. Resoluções normativas, como a nº414/2010 e a nº792/2017, fomentam cada vez mais este cenário, regulamentando mecanismos de GLD.
- (4) Os mecanismos de GLD apresentam diferentes benefícios, como a possibilidade de aumentar a confiabilidade, eficiência e flexibilidade do setor elétrico nacional.

Neste contexto, entende-se que são inevitáveis mudanças no perfil histórico de carga do consumidor brasileiro de energia elétrica. Vislumbrando tais efeitos, este trabalho analisa o impacto do GLD na expansão do SIN a partir de três cenários diferentes, considerando um horizonte de vinte anos.

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que o perfil de carga influencia diretamente na expansão do SIN. Isto pode ser percebido no incremento do custo total destes investimentos e em mudanças sutis na composição da matriz elétrica para os três cenários avaliados. Observou-se que o uso de usinas de biomassa e ciclo aberto reduziu para os cenários em que se tinha redução de carga nos horários de picos. Isto ocorreu porque estas usinas apresentam alta flexibilidade e uma partida mais rápida em relação às de ciclo combinado, sendo mais adequadas para o atendimento das demandas de pico.

Neste sentido, observa-se que o perfil de carga é capaz de influenciar em quais fontes de geração se deve investir futuramente. Sendo possível moldar o perfil de carga através de medidas de GLD para que se tenha uma matriz elétrica mais confiável e renovável. Por exemplo, é possível moldar a demanda a fim de reduzir a dependência por usinas termoeletricas, ou ainda, incentivar o consumo em um período com maior incidência de ventos ou de irradiação solar.

Diferentemente dos outros trabalhos citados na seção um, que trataram de medidas de GLD em outros países ou em apenas uma região do Brasil, este trabalho incorpora medidas de GLD e demonstra como essas medidas afetaram a composição das fontes geradoras de energia no âmbito do planejamento da expansão para o caso brasileiro, em um universo de 20 anos, sendo essa a maior contribuição desse trabalho. Este trabalho levanta, portanto, um debate preliminar sobre o impacto do GLD na expansão do SIN. Deste modo, observam-se oportunidades para trabalhos futuros a cerca do GLD como, por exemplo, estudos capazes de avaliar a possibilidade de alavancar o uso de fontes alternativas de energia por cada subsistema do SIN, e o impacto de mecanismos específicos de GLD por setores de consumo.

REFERÊNCIAS

ANEEL (Acesso em 26 de fev. de 2021). Tarifa branca - ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>.

- Baptista, D.F. (2016). *Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica*. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Bezerra, P.B.d.S. (2017). Proposta metodológica para avaliação da demanda residencial de energia elétrica através do desenvolvimento de uma curva de carga horária.
- Castro, P.M., Grossmann, I.E., Veldhuizen, P., and Esplin, D. (2014). Optimal maintenance scheduling of a gas engine power plant using generalized disjunctive programming. *AIChE journal*, 60(6), 2083–2097. doi: <https://doi.org/10.1002/aic.14412>.
- EIA (2013). Levelized cost of electricity and levelized avoided cost of electricity methodology supplement. U.S. Energy Information Administration (EIA). Disponível em: https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf.
- Energisa, G. (2013). Proposta de regulamentação acerca das disposições comerciais para aplicação da modalidade tarifária horária branca. Grupo Energisa.
- EPE (2007). Plano nacional de energia 2030. *Rio de Janeiro: EPE*, 1970–2010. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2018). Premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050 - Série: Estudos de longo prazo. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- EPE (2019). Resposta da demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- EPE (Acesso em 08 de dez. de 2021). Consumo por classe - EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>.
- Finn, P. and Fitzpatrick, C. (2014). Demand side management of industrial electricity consumption: Promoting the use of renewable energy through real-time pricing. *Applied Energy*, 113, 11–21. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.07.003>.
- Júnior, F.J.S., do Nascimento, V.C.C., and Guerra, F.K.O.V. (2020). Aplicação de técnicas de GLD em consumidor de BT: tarifa branca e geração distribuída. In *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*.
- Kesici, M., Yapıcı, R., Güneş, D., Alboyacı, B., and Kurtoglu, (2018). Distributed generation control to solve voltage regulation problem in distribution networks: A real case study in turkey. In *2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)*, 183–187. doi: <https://doi.org/10.1109/SGCF.2018.8408969>.
- Levy, B.N. (2013). *Influência de programas de resposta da demanda na rede de distribuição*. Ph.D. thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Mancuzo, E. (2017). Impacto do gerenciamento pelo lado da demanda no consumo residencial. *Universidade Estadual Paulista (UNESP)*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).
- Melo, R., Torres, C., Borba, B., and Dias, B. (2022). Multi-year two-stage generation and transmission expansion planning: intermittent renewable energy sources integration for brazilian interconnected power system.

- Electrical Engineering*, 1–13.
- Moura, P.S. and De Almeida, A.T. (2010). The role of demand-side management in the grid integration of wind power. *Applied Energy*, 87(8), 2581–2588. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.019>.
- ONS (Acesso em 26 de fev. de 2021). Histórico de consumo por região - ONS. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx.
- Paatero, J.V. and Lund, P.D. (2006). A model for generating household electricity load profiles. *International journal of energy research*, 30(5), 273–290. doi: <https://doi.org/10.1002/er.1136>.
- Ribeiro, H.F. (2019). *Análise do comportamento de usinas termoeletricas no sistema interligado nacional*. Ph.D. thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Stötzer, M., Hauer, I., Richter, M., and Styczynski, Z.A. (2015). Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in germany. *Applied Energy*, 146, 344–352. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.015>.
- Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy policy*, 36(12), 4419–4426. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>.
- Summerbell, D.L., Khripko, D., Barlow, C., and Hesselbach, J. (2017). Cost and carbon reductions from industrial demand-side management: Study of potential savings at a cement plant. *Applied energy*, 197, 100–113. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.083>.
- Warren, P. (2014). A review of demand-side management policy in the uk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 941–951. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.009>.
- Xenos, D.P., Noor, I.M., Matloubi, M., Ciccioiti, M., Haugen, T., and Thornhill, N.F. (2016). Demand-side management and optimal operation of industrial electricity consumers: An example of an energy-intensive chemical plant. *Applied Energy*, 182, 418–433. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.084>.
- Yau, T.S., Smith, W., Huff, R., Vogt, L., and Willis, H. (1990). Demand-side management impact on the transmission and distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(2), 506–512. doi: <https://doi.org/10.1109/59.54560>.